Anexo

RESOLUCIÓN NRO. ARCONEL-003/2024

REGULACIÓN NRO. ARCONEL-001/24

EL DIRECTORIO DE LA AGENCIA DE REGULACIÓN Y CONTROL DE ELECTRICIDAD - ARCONEL

Expide:

La Regulación denominada «***Código de Conexión del Sistema Eléctrico Ecuatoriano***».

TÍTULO I ASPECTOS GENERALES

CAPÍTULO I GENERALIDADES

ARTÍCULO 1. OBJETIVO GENERAL

Establecer los requisitos que deben cumplir las Centrales de Generación, de propiedad de Empresas Eléctricas de Generación o de Autogeneradores que obtengan un Título Habilitante otorgado por el Ministerio del Ramo, para participar en el sector eléctrico.

ARTÍCULO 2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS

Como objetivos específicos se establecen los siguientes:

- Establecer los requisitos técnicos que deben cumplir las Centrales de Generación, conformadas por Unidades de Generación Síncronas o Unidades de Parque Eléctrico;
- Determinar los requisitos y procedimiento para la conexión de Centrales de Generación a las Redes de Transporte de Electricidad, así como para las etapas de Pruebas Técnicas y de Operación Experimental previo a su Declaración en Operación Comercial;
- Posibilitar la operación segura del Sistema Eléctrico de Potencia;
- Incrementar la seguridad de la operación del SNI para viabilizar los intercambios internacionales de electricidad; y,
- Viabilizar la integración de Centrales de Generación basadas en fuentes de energías renovables y no renovables.

ARTÍCULO 3. ÁMBITO

El presente código establece disposiciones que deben ser cumplidas por las Empresas Promotoras de Generación/Autogeneración (EPGA), Empresas de Generación/Autogeneración Habilitadas (EGAH), Transmisoras y Distribuidoras, así como por el Operador del Sistema (CENACE).

Las EPGA y las EGAH que desarrollen Centrales de Generación que se conecten y operen en sistemas aislados e insulares, se sujetarán a las disposiciones que se establecen en la

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Regulación Nro. ARCERNNR 001/24, «Código de Operación del Sistema Eléctrico Ecuatoriano».

ARTÍCULO 4. SIGLAS Y ACRÓNIMOS

AGC	Control Automático de Generación (AGC; por las siglas en inglés de *"Automatic Generation Control")*
ARCERNNR	Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables u Agencia de Regulación y Control Competente
ARCONEL	Agencia de Regulación y Control de Electricidad
AVR	Regulador Automático de Voltaje (AVR; por las siglas en inglés de *"Automatic Voltage Regulator")*
CENACE	Operador Nacional de Electricidad u Operador del Sistema
EGAH	Empresa de Generación/Autogeneración Habilitada
EPGA	Empresa Promotora de Generación/Autogeneración
EUG	Expediente de la Unidad o Central de Generación
IEC	Comisión Electrotécnica Internacional (IEC; por las siglas en inglés de *"International Electrotechnical Commission")*
IEEE	Instituto de Ingeniería Eléctrica y Electrónica (IEEE; por las siglas en inglés de *"Institute of Electrical and Electronics Engineers")*
LOSPEE	Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
LTC	Cambiador de tap bajo carga (LTC; por las siglas en inglés de *"Load Tap Changer")*
MEM	Ministerio de Energía y Minas o Ministerio del Ramo
MRPF	Modo de Regulación Potencia-Frecuencia
MRPFL-O	Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Sobrefrecuencia
MRPFL-U	Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Subfrecuencia
Plt	Indicador de la Severidad del Parpadeo de Larga Duración (Plt; por la designación simbólica dada por la IEC a *'Long-Term Flicker Severity'*).
Pmax	Potencia Máxima
PME	Plan Maestro de Electricidad
PSS	Sistema Estabilizador de Potencia (PSS; por las siglas en inglés de *"Power System Stabilizer")*
Pst	Indicador de la Severidad del Parpadeo de Corta Duración (Pst; por la designación simbólica dada por la IEC a *'Short-Term Flicker Severity'*)

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

PPS	Proceso Público de Selección
RGLOSPEE	Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica
ROCOF	Razón de Cambio de la Frecuencia (ROCOF; por las siglas en inglés de *"Rate of Change of Frequency)*
SCR	Relación de Cortocircuito (SCR; por las siglas en inglés de *"Short Circuit Ratio")*
SDD	Sistema de Distribución
SEP	Sistema Eléctrico de Potencia
SNI	Sistema Nacional Interconectado
SNT	Sistema Nacional de Transmisión
TRD	Distorsión Total de la Corriente Nominal (TRD; por las siglas en inglés de *"Total Rated-Current Distortion")*
THD	Distorsión Armónica Total (THD; por las siglas en ingles de *"Total harmonic distortion")*
WAMS	Sistema de monitoreo de área extendida (WAMS; por las siglas en inglés de *"Wide Area Monitoring System")*.

ARTÍCULO 5. DEFINICIONES

1. **Armónicos:** Ondas sinusoidales de voltaje y/o corriente cuya Frecuencia es igual a un múltiplo entero de la Frecuencia fundamental de 60 [Hz], originadas principalmente por las características no lineales de los equipos o cargas de un sistema eléctrico.
2. **Acuerdo Operativo:** Documento administrativo suscrito entre unidades de negocio o entre unidades operativas de una misma empresa pública, que tengan a su cargo distintas actividades del sector eléctrico, y cuyas instalaciones se encuentren vinculadas a través de un Punto de Conexión. En este documento se establecen los derechos, obligaciones y responsabilidades de las partes, con respecto a la operación, mantenimiento, límites de propiedad, y otros aspectos que coadyuven a la operación segura del sistema y a mantener la calidad del servicio dentro de los límites aceptables establecidos en la normativa respectiva.
3. **Autogenerador:** Persona jurídica, productora de energía eléctrica, cuya producción está destinada a abastecer sus puntos de Consumo Propio, pudiendo producir excedentes de generación que pueden ser puestos a disposición de la demanda.
4. **Autorización de Operación:** Es un Título Habilitante, emitido mediante un acto administrativo, para habilitar la participación de las empresas públicas y de las empresas mixtas en las actividades del sector eléctrico.
5. **Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia:** Intervalo de Frecuencia alrededor de la Frecuencia nominal, dentro del cual el Control de Frecuencia no ejerce ninguna acción.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

6. **Bloque de Generación:** Es la capacidad de potencia y la cantidad de energía a ser incorporada a la actividad de generación, a través de uno o de varios proyectos de generación.
7. **Capacidad de Arranque Autónomo:** La capacidad de una central para poner en marcha una Unidad de Generación desde su desconexión total, mediante una fuente de energía auxiliar específica, sin suministro eléctrico externo a la Central de Generación.
8. **Capacidad de Conexión (CC):** Es la capacidad máxima de transferencia de potencia, en MW, en un nodo de una Red de Transporte de Electricidad, determinada por el Operador de Red con base a estudios técnicos de su sistema eléctrico.
9. **Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje:** Capacidad de las Unidades de Generación para permanecer conectadas a la red y seguir operando durante huecos o depresiones de voltaje.
10. **Capacidad Remanente (CRM):** Es la diferencia entre la Capacidad de Conexión y la suma de la Capacidad Utilizada y la Capacidad Reservada, en un nodo existente o planificado de una Red de Transporte de Electricidad.
11. **Capacidad Reservada (CRS):** Es la parte de la Capacidad de Conexión en un nodo existente o planificado de una Red de Transporte de Electricidad, que está asignada para uso futuro de otros usuarios de la red, que cuentan con un Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo vigente, pero aún no conectan su Central de Generación o carga a la Red de Transporte de Electricidad.
12. **Capacidad Utilizada (CU):** Es la parte de la Capacidad de Conexión en un nodo existente de una Red de Transporte de Electricidad que está siendo utilizada por uno o varios usuarios de red que se encuentran operando y conectados a dicho nodo.
13. **Centro de Control del SNI:** Lugar que integra todos los equipos y sistemas necesarios para la operación, supervisión y control en tiempo real del SNI, de los sistemas de subtransmisión conforme lo definido en la normativa respectiva; y, de los intercambios internacionales de electricidad. El Centro de Control del SNI está operado por el Operador del Sistema.
14. **Central de Generación:** Conjunto de instalaciones y equipos destinados a la generación de potencia y energía eléctrica, de propiedad de un Generador o Autogenerador.
15. **Certificado de Conformidad de Equipos y Sistemas:** Documento emitido y suscrito por un Organismo de Evaluación de la Conformidad, en el que se declara que los equipos o sistemas de propiedad de un Participante Mayorista del Sector Eléctrico, cumplen los requisitos técnicos establecidos en la normativa respectiva.
16. **Certificado de Conformidad Técnica para Conexión:** Documento administrativo emitido por el Operador de Red, en el que se manifiesta que el usuario de red ha cumplido con los requisitos y condiciones técnicas, y que ha culminado las obras y línea de interconexión, para su conexión a la Red de Transporte de Electricidad, en conformidad con lo establecido en el Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Definitivo.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

17. **Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo:** Documento administrativo otorgado por un Operador de Red a favor de una Empresa de Generación o Autogenerador, en el que, como resultado de los análisis respectivos, el Operador de Red manifiesta que es factible, de manera definitiva, la conexión de un proyecto de generación/autogeneración a su Red de Transporte de Electricidad.
18. **Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar:** Documento administrativo otorgado por un Operador de Red a favor de una Empresa de Generación o Autogenerador, en el que, como resultado de análisis iniciales, el Operador de Red manifiesta que es factible, de manera preliminar, la conexión de un proyecto de generación/autogeneración a su Red de Transporte de Electricidad.
19. **Confiabilidad del SEP:** Es la capacidad del SEP de suministrar energía eléctrica en un periodo de tiempo determinado, dentro de los límites establecidos en la normativa, siendo expresada como una probabilidad.
20. **Consumo Propio o Autoconsumo:** Es la demanda de energía eléctrica de la instalación o instalaciones de una persona jurídica dedicada a una actividad productiva o comercial, que a su vez es propietaria, accionista o tiene participaciones en una empresa autogeneradora.
21. **Contrato de Concesión:** Es un título habilitante, que permite la participación de las empresas privadas, de la economía popular y solidaria y estatales extranjeras, en las actividades del sector eléctrico.
22. **Contrato de Conexión:** Contrato suscrito entre un participante mayorista y el Transmisor o, entre un participante mayorista y el Distribuidor, para el uso de sus sistemas eléctricos, en el cual se establecen los derechos y las obligaciones de las partes.
23. **Control Automático de Generación (AGC):** Sistema que ajusta automáticamente los niveles de salida de potencia de generadores eléctricos, para la regulación secundaria de Frecuencia del SNI y del intercambio de energía eléctrica entre áreas de control e interconexiones internacionales.
24. **Control de Frecuencia:** Acción automática o manual que tiene por objeto mantener la Frecuencia del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de los niveles aceptables establecidos en la normativa respectiva.
25. **Control del Voltaje:** Acción automática o manual que tiene por objeto mantener el voltaje en las barras del Sistema Eléctrico de Potencia dentro de los niveles aceptables establecidos en la normativa respectiva.
26. **Corriente Rápida de Falla:** Corriente inyectada por una Unidad de Parque Eléctrico durante y después de una variación de voltaje provocada por una Falla, con el objeto de: a) identificar la Falla mediante los sistemas de protección de la red en la etapa inicial de la Falla, b) coadyuvar en el soporte del voltaje del sistema en una etapa posterior a la Falla; y, c) recuperar el voltaje del sistema después de despejar la Falla.
27. **Declaración en Operación Comercial:** Acto mediante el cual el Operador del Sistema oficializa el inicio de la Operación Comercial de una Unidad o Central de Generación, una vez cumplidos todos los requisitos legales, normativos y contractuales por parte de la empresa propietaria.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

28. **Diagrama $V—Q/Pmax$:** Diagrama que representa la capacidad de Potencia Reactiva de una Central o Unidad de Generación en función de la variación de voltaje en el Punto de Conexión.
29. **Distorsión Armónica Total:** Es la medida integral de la deformación de la onda sinusoidal de voltaje o corriente, con respecto a su correspondiente componente de Frecuencia fundamental. Esta deformación es causada por la presencia de Armónicos en la onda de voltaje o corriente.
30. **Distorsión Total de la Demanda (TDD):** Es un indicador utilizado para evaluar la distorsión causada por corrientes armónicas en un sistema eléctrico con relación a la Corriente de Carga de Demanda Máxima. Matemáticamente, es la relación entre el valor RMS de las componentes armónicas de corriente y la Corriente de Carga de Demanda Máxima.
31. **Empresa de Generación/Autogeneración Habilitada (EGAH):** Empresa Eléctrica de Generación o Autogenerador que dispone de un Título Habilitante para construir, administrar y operar una Central de Generación.
32. **Empresa Eléctrica de Distribución y Comercialización o Distribuidora:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le faculta realizar la actividad de distribución y comercialización de energía eléctrica y el servicio de alumbrado público general, dentro de su área de servicio.
33. **Empresa Eléctrica de Generación o Generador:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le faculta realizar la actividad de generación y la venta de energía eléctrica.
34. **Empresa Eléctrica de Transmisión o Transmisor:** Persona jurídica cuyo Título Habilitante le permite ejercer la actividad de transmisión de energía eléctrica.
35. **Empresa Oferente:** Persona jurídica que participa en un Proceso Público de Selección para realizar proyectos o actividades de generación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica y alumbrado público general.
36. **Empresa Promotora de Generación/Autogeneración (EPGA):** Empresa que está participando en un PPS; o, tramitando la obtención de un Título Habilitante, para construir, administrar y operar una Central de Generación.
37. **Emulación de Inercia:** Característica de una Unidad de Parque Eléctrico o sistema HVDC que le permite emular, hasta un determinado nivel de respuesta, el efecto de Inercia que proporciona una Unidad de Generación Síncrona.
38. **Estabilidad de la Frecuencia:** La capacidad de un Sistema Eléctrico de Potencia de mantener la Frecuencia estable después de haber sufrido una Perturbación que cause un desbalance entre generación y carga.
39. **Estabilidad del SEP:** Es la capacidad del SEP, en una condición operativa inicial dada, para encontrar un nuevo estado de equilibrio operativo después de haber sido sometido a una Perturbación, con la mayoría de las variables del sistema dentro de límites aceptables, en conformidad con lo establecido en la normativa.
40. **Estabilidad de Voltaje:** Se refiere a la capacidad de un SEP para mantener voltajes estables en todas las Barras del sistema después de haber sido sometido a una Perturbación a partir de una condición operativa inicial dada. La Estabilidad de Voltaje

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

depende de la capacidad para mantener o restaurar el equilibrio entre la demanda de carga y la oferta de generación desde el SEP.

41. **Estabilidad en Régimen Permanente:** La capacidad de una red; o, de una Unidad o Central de Generación, de encontrar un nuevo punto de equilibrio y mantener un funcionamiento estable tras una Perturbación.
42. **Estatismo (R):** Característica técnica de una Unidad de Generación que determina la relación entre la variación de la Frecuencia en régimen permanente con respecto a la variación de la salida de Potencia Activa en régimen permanente, expresada en porcentaje. La variación de la Frecuencia se expresa como la relación entre esta, calculada desde el límite de actuación de la banda muerta, y la Frecuencia nominal, y la variación de la Potencia Activa se expresa como la relación entre esta y la Potencia Nominal de la Unidad de Generación.

$$R = \frac{\left(\frac{\Delta f}{f_n}\right)}{\left(\frac{\Delta P}{P_n}\right)} \times 100\%$$

43. **Estator:** La parte fija de una máquina eléctrica rotativa que incluye sus bobinados asociados.
44. **Expediente de Unidad o Central de Generación (EUG):** Expediente que contiene todos los documentos mediante los cuales una EGAH puede demostrar que una Unidad o Central de Generación cumple con los requisitos que le corresponde, de acuerdo a su categoría, conforme lo establecido en el código de conexión.
45. **Factor de Potencia:** La relación entre la Potencia Activa y la Potencia Aparente.
46. **Falla:** Es cualquier evento que interfiere con el flujo normal de corriente en un SEP, pudiendo ser interno o externo a una instalación.
47. **Falla Correctamente Despejada:** Es aquella Falla que se ha controlado o despejado por efecto de protecciones eléctricas, de conformidad con los criterios de planificación y operación de un SEP.
48. **Frecuencia:** Número de ciclos completos por segundo de una onda sinusoidal de voltaje o corriente, la cual se mide en hercios (Hz). El valor nominal para el SNI es 60 Hz.
49. **Generador (Máquina eléctrica rotativa):** Máquina que convierte energía mecánica en energía eléctrica por medio de un campo magnético giratorio.
50. **Hueco de Voltaje:** Reducción repentina del voltaje en un punto del sistema eléctrico, seguida de una recuperación del voltaje después de un breve intervalo de tiempo, que va desde unos pocos ciclos hasta unos pocos segundos.
51. **Indicador de la Severidad del Parpadeo de Corta Duración (Pst):** Indica el grado de la intensidad o gravedad del Parpadeo (Flicker) que puede ocurrir en un sistema eléctrico, medido durante un breve período de tiempo. Esta medida integra la cantidad y duración de las Fluctuaciones de Voltaje en un período que, a menos que se especifique lo contrario, es de 10 minutos.
52. **Indicador de la Severidad del Parpadeo de Larga Duración (Plt):** Indica el grado de la intensidad o gravedad del Parpadeo (Flicker) que puede ocurrir en un sistema

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

eléctrico, calculado a partir de 12 valores consecutivos del Indicador de Parpadeo de Corta Duración durante un período de tiempo. Esta medida integra la cantidad y duración de las Fluctuaciones de Voltaje en un período que, a menos que se especifique lo contrario, es de 120 minutos.

53. **Inercia:** La propiedad de un cuerpo rígido giratorio de un Generador, por la que mantiene su estado de movimiento giratorio uniforme y momento angular a menos que se aplique un par de fuerza externo.
54. **Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Definitivo:** Informe elaborado por el Operador de Red, que resulta del ajuste y/o actualización del Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Preliminar, y que establece las condiciones definitivas de conexión de una futura Central de Generación o carga.
55. **Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Preliminar:** Informe elaborado por el Operador de Red que contiene los resultados preliminares de la evaluación de factibilidad de conexión de una Central de Generación o de una carga, a un punto de una Red de Transporte de Electricidad.
56. **Insensibilidad de Respuesta a la Frecuencia:** La característica inherente del sistema de control por la cual, para una tasa de cambio de Frecuencia o para un rango finito de valores de Frecuencia de entrada, el sistema de control no actúa para ordenar una variación en la potencia de salida.
57. **Isla Eléctrica:** La parte del SEP que consta de una o más Centrales de Generación y cargas, cuenta con capacidad de Control de Frecuencia y voltaje, y puede operar separada del resto del sistema durante un tiempo.
58. **Limitador de Sobreexcitación:** Dispositivo de control que evita que el regulador de voltaje eleve la excitación de una máquina síncrona por encima de un nivel que causaría una sobrecarga térmica del devanado de campo de la máquina.
59. **Limitador de Subexcitación:** Dispositivo de control que evita que el regulador de voltaje reduzca la excitación de una máquina síncrona por debajo de un nivel predefinido, para evitar que el Generador pierda el sincronismo.
60. **Modo de Regulación Potencia-Frecuencia (MRPF):** Modo de funcionamiento de una Unidad de Generación en el que la salida de Potencia Activa responde a una variación en la Frecuencia del sistema, de forma que ayude a la recuperación de la Frecuencia de consigna.
61. **Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Sobrefrecuencia (MRPF-O):** Modo de funcionamiento de una Unidad de Generación que produce una reducción en la salida de Potencia Activa en respuesta a una variación en la Frecuencia del sistema por encima de un valor determinado.
62. **Modo de Regulación Potencia-Frecuencia Limitado-Subfrecuencia (MRPF-U):** Modo de funcionamiento de una Unidad de Generación que produce un aumento en la salida de Potencia Activa en respuesta a una variación en la Frecuencia del sistema por debajo de un valor determinado.
63. **Nivel Mínimo de Regulación:** La Potencia Activa mínima hasta la cual la Unidad de Generación puede controlar la Potencia Activa.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

64. **Operación Comercial:** Proceso mediante el cual, una Central o Unidad de Generación, es considerada dentro del despacho y liquidación económica que ejecuta el CENACE.
65. **Operador de Red:** Empresa que dispone de un Título Habilitante para realizar las actividades de transmisión o de distribución de energía eléctrica; y, por lo tanto, está habilitada para prestar el servicio de transporte de electricidad entre la generación y la carga a través de sus redes.
66. **Operador del Sistema:** Es la entidad responsable de planificar y supervisar en tiempo real la operación del SNI, elaborar y ejecutar el despacho económico; y, gestionar técnicamente las transacciones internacionales de electricidad.
67. **Operación Experimental:** Etapa posterior a la culminación de las Pruebas Técnicas, en la cual una Unidad o Central de Generación, bajo la coordinación del Operador del Sistema, se sincroniza con el Sistema Eléctrico de Potencia, con la finalidad de que el Operador del Sistema verifique la operación continua y estable de dicha Unidad o Central de Generación.
68. **Operación para Consumo Interno ante Falla:** Condición de una Unidad o Central de Generación que se ha desconectado de una Red de Transporte de Electricidad debido a una Falla en la red, pero que se mantiene operando para suministrar energía a sus sistemas auxiliares y cargas internas.
69. **Organismo de Evaluación de la Conformidad:** Persona natural o jurídica, acreditada por un organismo de acreditación nacional o internacional miembro del Foro Internacional de Acreditación (IAF)[1], para realizar la actividad de evaluación de conformidad de equipos y sistemas.
70. **Parpadeo:** Impresión de inestabilidad de la sensación visual, también llamada «flicker», inducida por un estímulo luminoso cuya luminancia o distribución espectral fluctúa con el tiempo.
71. **Participante Mayorista del Sector Eléctrico (PMSE):** Persona jurídica, titular de una concesión o autorización, dedicada a la actividad de: generación, autogeneración, importación y exportación, transmisión, distribución y comercialización de energía eléctrica. También se considerará como participantes mayoristas a los grandes consumidores.
72. **Perturbación:** Variación de una o más variables del SEP que afecta a su estado operativo, la cual puede ser causada por un gran disturbio como la pérdida de una Unidad o Central de Generación, una Falla, la pérdida de un vínculo; o, una combinación de ellos; o, por un pequeño disturbio, como la variación de carga, en condiciones normales de operación.

[1] International Accreditation Forum

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

73. **Plan Maestro de Electricidad (PME):** Instrumento de planificación que contiene los objetivos, políticas, metas, estrategias, planes, programas y proyectos; para la expansión requerida en la generación, la transmisión, la distribución y comercialización y, el alumbrado público, para el abastecimiento de la demanda, considerando criterios de eficiencia, seguridad, confiabilidad, calidad, responsabilidad social y ambiental en la prestación del servicio público de energía eléctrica, en concordancia con el Plan Nacional de Desarrollo.
74. **Potencia Activa:** La componente real de la Potencia Aparente a la Frecuencia fundamental, expresada en vatios o múltiplos de estos, como kilovatios (kW) o megavatios (MW).
75. **Potencia Aparente:** En sistemas trifásicos, ya sea en conexión estrella o triángulo, se define como el producto de la raíz cuadrada de tres, multiplicada por el voltaje RMS entre los terminales de un elemento o circuito, y la corriente RMS que circula a través del elemento o circuito. Usualmente se expresa en kilovoltamperios [kVA] o megavoltamperios [MVA].
76. **Potencia Efectiva (P_{ef}):** Potencia Activa que puede entregar una Unidad o Central de Generación, de manera permanente, bajo condiciones de operación definidas por el sitio de la instalación, que considera entre otras, condiciones ambientales como presión atmosférica y temperatura. Se determina mediante pruebas de las Unidades de Generación y no debe ser superior a la Potencia Nominal de la Central de Generación o Unidad de Generación.
77. **Potencia Máxima (P_{max}):** Es la mayor Potencia Activa, sobre la Potencia Nominal, que se puede obtener de una Unidad o Central de Generación durante un período de al menos 15 minutos. Se verifica mediante pruebas de las Unidades de Generación.
78. **Potencia Mínima (P_{min}):** Es el menor valor de Potencia Activa que puede entregar una Unidad de Generación de manera constante sin afectar su seguridad e integridad. Se verifica mediante pruebas de las Unidades de Generación.
79. **Potencia Nominal (P_{nom}):** Es la potencia instalada establecida en los datos de placa de una Unidad de Generación. Para el caso de Unidades de Generación que requieran un sistema de inversores para conectarse en sincronismo con la red eléctrica, esta potencia estará determinada por la menor entre la potencia de placa de la Unidad de Generación y la potencia de placa del inversor.
80. **Potencia Reactiva:** La componente imaginaria de la Potencia Aparente a la Frecuencia fundamental, normalmente expresada en kilovoltamperios reactivos [kVAr] o megavoltamperios reactivos [MVAr].
81. **Potencia Reactiva Máxima:** Es la máxima Potencia Reactiva que una Unidad o Central de Generación puede entregar o absorber para una condición de Potencia Activa generada.
82. **Procedimientos de aplicación:** Procedimientos relacionados con la planificación operativa, despacho, operación, y análisis post operativo del SEP, y liquidación de las transacciones comerciales, elaborados por el CENACE y aprobados por la administración de la Agencia de Regulación y Control Competente.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

83. **Proceso Público de Selección (PPS)**: Proceso público competitivo, efectuado por el ministerio rector de la electricidad, mediante el cual se adjudica un Contrato de Concesión para participar en las actividades del sector eléctrico, a una empresa de conformidad con la ley.
84. **Pruebas Técnicas:** Pruebas que se realiza a una Unidad o Central de Generación, y a los equipos y dispositivos que la conforman, ya sea individualmente; o, en conjunto formando un sistema, con la finalidad de verificar su correcto funcionamiento y que cumplan los requisitos establecidos en la normativa vigente.
85. **Punto de Conexión:** Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de dos participantes mayoristas del sector eléctrico.
86. **Razón de Cambio de la Frecuencia (ROCOF):** Velocidad a la que cambia la Frecuencia en un intervalo de tiempo, expresada en Hz/s.
87. **Red de Transporte de Electricidad:** Es el Sistema Nacional de Transmisión o un Sistema de Distribución, mediante el cual un Operador de Red presta el servicio de transporte de electricidad.
88. **Regulador Automático de Velocidad:** Sistema que controla la velocidad y/o la salida de potencia de la máquina motriz (prime mover) de un Generador.
89. **Regulador Automático de Voltaje:** Sistema que controla el voltaje y/o la salida de Potencia Reactiva de un Generador.
90. **Relación de Cortocircuito (SCR):** Es la relación entre la Potencia Aparente (MVA) de cortocircuito trifásico a tierra, en un nodo específico de la red eléctrica, previo a la conexión de una nueva Central de Generación, y la Potencia Nominal (MW) de la nueva Central de Generación que se prevé conectar en dicho nodo.
91. **Seguridad del SEP:** Es la capacidad del SEP para soportar perturbaciones sin interrupción del servicio a los usuarios finales, durante un determinado estado operativo y depende de la probabilidad de ocurrencia de las perturbaciones y su impacto, en conformidad con lo establecido en la normativa.
92. **Sistema de Control de la Excitación:** Sistema que proporciona la corriente de campo de una máquina, incluidos todos los elementos de regulación y control, así como el equipo de descarga o supresión de campo y los dispositivos de protección.
93. **Sistema Estabilizador de Potencia (PSS):** Una función adicional del AVR, cuyo objetivo es mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia de baja frecuencia con respecto a la oscilación local a nivel de la instalación y la oscilación entre áreas del sistema de potencia.
94. **Sistema Eléctrico de Potencia (SEP):** Es el conjunto de instalaciones eléctricas conformado por las Centrales de Generación, el sistema de transmisión, los sistemas de distribución y las interconexiones internacionales.
95. **Sistema de Distribución:** Es el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, de subtransmisión, las subestaciones de reducción, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la distribución de energía eléctrica; incluyendo los equipamientos de: compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, medición, control y comunicaciones; así como los

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

circuitos de medio voltaje y las redes de bajo voltaje, administrados y operados por una Distribuidora.

96. **Sistema Nacional de Transmisión:** Es el conjunto de instalaciones eléctricas que comprende las líneas de transmisión, las subestaciones principales de elevación y de reducción, las instalaciones y bienes en general, directamente relacionados con la transmisión de energía eléctrica; incluyendo los equipamientos de: compensación, transformación, protección, maniobra, conexión, medición, control y comunicaciones.
97. **Sistema Nacional Interconectado:** Es el sistema integrado por los elementos del sistema eléctrico conectados entre sí, el cual permite la producción y transferencia de energía eléctrica entre centros de generación, centros de consumo y nodos de Interconexión Internacional, dirigido a la prestación del servicio público de energía eléctrica, no incluye la distribución de electricidad.
98. **Título Habilitante:** Acto administrativo por el cual el Estado, delega o autoriza a una persona jurídica, pública o privada, consorcios o asociaciones, a efectuar actividades relacionadas con el servicio público de energía eléctrica.
99. **Unidad de Generación:** Conjunto de equipos y sistemas que permite transformar la energía proveniente de una fuente primaria, en energía eléctrica. Puede ser una Unidad de Generación Síncrona o una Unidad de Parque Eléctrico.
100. **Unidad de Generación Síncrona:** Unidad de Generación que comprende un conjunto de equipos y sistemas que permite transformar la energía proveniente de una fuente primaria en energía eléctrica, de forma tal que la Frecuencia del voltaje generado, la velocidad de rotación del eje del Generador y la Frecuencia del voltaje de la red se mantengan con una relación constante y, por tanto, estén sincronizadas.
101. **Unidad de Parque Eléctrico:** Una Unidad de Generación que está conectada de forma no síncrona a la red o que está conectada mediante electrónica de potencia, y que además dispone de un solo Punto de Conexión a una Red de Transporte de Electricidad.
102. **Valor de Consigna:** El valor objetivo de cualquier parámetro eléctrico, utilizado normalmente en esquemas de operación y control.
103. **Voltaje Nominal (Un):** Es el voltaje específico para el cual se diseña un equipo o componente del sistema y con el que se relacionan determinadas características operativas del sistema, permitiendo el funcionamiento satisfactorio.
104. **Zona Síncrona:** Una zona cubierta por operadores de sistemas interconectados de forma síncrona, tales como la zona síncrona en cada país.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

CAPÍTULO II CATEGORIZACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN

ARTÍCULO 6. CATEGORÍAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN[2]

En la Tabla 1 se establecen las categorías de las Centrales de Generación, dependiendo de su Potencia Nominal, en función de lo cual deberán cumplir requisitos técnicos y operativos específicos.

Categoría	Potencia Nominal [MW]	Voltaje referencial de conexión [kV]
A	$0.1 \leq Pn < 1$	$Vn < 69$
B	$1 \leq Pn < 15$	$Vn \leq 69$
C	$15 \leq Pn < 50$	$Vn \leq 138$
D	$Pn \geq 50$	$Vn \geq 138$

Tabla 1. Categorías de Centrales de Generación

Adicionalmente, en la Tabla Nro. 1 se establecen los voltajes de referencia a los que deberán conectarse las Centrales de Generación, dependiendo de su categoría. El voltaje específico al que se autorizará la conexión de una Central de Generación dependerá de: su ubicación geográfica, topología de la Red de Transporte de Electricidad, proyectos de expansión de la Red de Transporte de Electricidad, y los resultados de los estudios técnicos que se lleven a cabo entre la EPGA, el Operador de la Red y el Operador del Sistema dentro del proceso de análisis de factibilidad de conexión.

Las Unidades de Generación, independiente de su Potencia Nominal, deberán cumplir los requisitos técnicos en función de la categoría de la Central de Generación a la que pertenecen.

Las Centrales de Generación de las categorías A y B tendrán que cumplir con uno o varios de los requisitos correspondientes a la categoría C, cuando se conecten al SNI, pero puedan operar temporalmente en Isla Eléctrica, lo cual se definirá en el proceso de análisis de factibilidad de conexión.

[2] Una Central de Generación puede ser de propiedad de una Empresa de Generación o de un Autogenerador

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

TÍTULO II FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

CAPÍTULO I PROCEDIMIENTO DE SOLICITUD, ANÁLISIS Y OTORGAMIENTO DE FACTIBILIDADES DE CONEXIÓN

ARTÍCULO 7. GENERALIDADES

Las EPGA que quieran desarrollar una Central de Generación y participar en el sector eléctrico, deberán suscribir un Título Habilitante en conformidad con lo establecido en la LOSPEE y en el RGLOSPEE.

Uno de los requisitos que debe disponer una EPGA para la suscripción de un Título Habilitante, o una EGAH para el inicio de construcción de una Central de Generación, es el Certificado de Factibilidad de Conexión.

Se establecen dos tipos de Certificados de Factibilidad de Conexión cuya aplicación se resume en la Tabla 2.

Tipo de Certificado de Factibilidad de Conexión	Aplicación
Preliminar	1) Requisito que una EPGA privada, o de la economía popular y solidaria, o estatal extranjera, que participe en un PPS para el desarrollo de proyectos de generación derivados del PME[3], debe entregar como parte de su propuesta técnica-económica. 2) Requisito que una EPGA privada, o de la economía popular y solidaria, o estatal extranjera, que participe en un PPS para el desarrollo de proyectos no contemplados en el PME, propuestos por la iniciativa privada, que sean declarados de interés público por el

[3] Podrían ser proyectos específicos del PME; o, proyectos propuestos por las EPGA que participen en un PPS para cubrir un Bloque de Generación que se defina en el PME.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

		Ministerio del Ramo, debe entregar como parte de su propuesta técnica-económica[4]. 3) Requisito que debe entregar una EPGA pública o de la economía mixta, al Ministerio del Ramo, para la suscripción de una Autorización de Operación.[5] 4) Requisito que debe entregar una EPGA privada, o de la economía popular y solidaria, o estatal extranjera, interesada en el desarrollo de proyectos de generación o autogeneración no contemplados en el PME, para la suscripción de un Contrato de Concesión.
Definitivo	5)	Requisito que toda EGAH debe disponer previo al inicio de construcción de un proyecto de generación o autogeneración.

Tabla 2 Tipos y aplicación de factibilidades de conexión

[4] Para proyectos específicos del PME, o para proyectos propuestos por la iniciativa privada que sean declarados de interés público por el Ministerio del Ramo, el Operador de Red a cuyas redes se prevea conectar la futura Central de Generación, será el responsable de elaborar, de oficio, los estudios y de emitir el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar respectivo, los cuales serán entregados al Ministerio del Ramo a fin de que se los incluya como documentos de los pliegos del PPS.

[5] Cuando el Ministerio del Ramo decida que un proyecto específico del PME sea desarrollado por una empresa pública o de economía mixta, el Operador de Red a cuyas redes se prevea conectar la futura Central de Generación, será el responsable de elaborar, de oficio, los estudios y de emitir el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar respectivo, los cuales serán entregados al Ministerio del Ramo para el trámite de suscripción de la Autorización de Operación correspondiente.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

ARTÍCULO 8. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PRELIMINAR

8.1. Solicitud de factibilidad de conexión preliminar

Las EPGA que deben realizar ante el Operador de Red, el trámite para solicitar y obtener una Factibilidad de Conexión Preliminar, son las siguientes:

a) EPGA privadas, o de la economía popular y solidaria, o estatales extranjeras, que participen en un PPS para el desarrollo de proyectos de generación para cubrir un Bloque de Generación derivado del PME.

b) EPGA privadas, o de la economía popular y solidaria, o estatales extranjeras, interesadas en el desarrollo de proyectos de generación o autogeneración no contemplados en el PME.

En estos casos, la solicitud de la factibilidad de conexión preliminar deberá ser suscrita por el representante legal de la EPGA y contener la siguiente información:

c) Descripción técnica del proyecto especificando al menos:

  c.1) Información y características generales del proyecto;

  c.2) Potencia Nominal en MW de la futura Central de Generación;

  c.3) Nivel de voltaje al que operará la Central de Generación; y,

  c.4) Tipo de tecnología;

d) Ubicación georeferenciada (coordenadas X y Y; sistema de proyección UTM, Datum WGS84, Zona 17 Sur) de la futura Central de Generación;

e) Fecha prevista de inicio de Operación Comercial de la Central de Generación; y,

f) Certificado de inscripción a un PPS; o, documento equivalente otorgado por el Ministerio Rector, que permita validar que la EPGA va a participar en un PPS (Para aquellas EPGA que vayan a participar en un PPS).

8.2. Trámite de la solicitud de factibilidad de conexión preliminar

8.2.1. Análisis preliminares

Dentro de un plazo de un (1) mes a partir de la presentación de una solicitud de la factibilidad de conexión preliminar que cumpla con todos los requisitos establecidos en el numeral 8.1, la EPGA, el Operador del Sistema y el Operador de Red, bajo la coordinación de este último, cumplirán lo siguiente:

a) Aclaración de cualquier inquietud que exista por parte del Operador de Red y/o el Operador del Sistema, con respecto a las características del proyecto de generación/autogeneración;

b) Análisis e identificación de los potenciales nodos de la Red de Transporte de Electricidad, existentes o planificados, en los cuales podría conectarse la futura Central de Generación;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c) Descripción y aclaración del nivel de detalle del estudio técnico-económico que debe entregar la EPGA, para la evaluación de la factibilidad de conexión preliminar de la futura Central de Generación a los puntos de la Red de Transporte de Electricidad definidos conforme lo establecido en el literal b) de este apartado; y,

d) Entrega, por parte del Operador de Red, de la información necesaria y suficiente para que la EPGA pueda elaborar el estudio técnico-económico descrito en el numeral 8.2.2;

El Operador del Sistema participará en la etapa de análisis preliminares, a fin de determinar el impacto desde el punto de vista sistémico, cuando se trate de proyectos de generación/autogeneración de categorías B, C y D, en tanto que para proyectos de generación/autogeneración de categoría A, su participación estará supeditada al requerimiento del Operador de Red.

Las aclaraciones y acuerdos que se alcancen como resultado de los análisis preliminares se harán constar en un acta suscrita por las partes.

Además, entre el Operador de Red y la EPGA deberán suscribir un acuerdo de confidencialidad y uso responsable de la información que sea compartida entre las partes durante todo el proceso de análisis de factibilidad de conexión.

8.2.2. Estudio técnico-económico

Cumplidas las actividades señaladas en el numeral 8.2.1, la EPGA deberá entregar al Operador de Red un estudio técnico-económico que contemple, al menos, lo siguiente:

a) Propuestas de conexión de la futura Central de Generación, para cada uno de los potenciales nodos identificados como resultado de los análisis preliminares, debiendo especificarse: esquema y voltaje de conexión considerando lo señalado en el Capítulo III de este código; y, características de las instalaciones en los puntos de conexión planteados;

b) Nuevas obras o adecuaciones que deberían realizarse a la Red de Transporte de Electricidad, para viabilizar la conexión de la futura Central de Generación, y con las que se logre, a su vez, evitar una degradación de la calidad del servicio y/o de la seguridad de la operación del sistema; y/o, evitar un incremento de las pérdidas eléctricas por efecto de la conexión de la Central de Generación. Lo descrito en este literal deberá realizarse para cada una de las alternativas de conexión analizadas;

c) Análisis del costo beneficio de cada una de las propuestas de conexión, en el cual se cuantifique los beneficios en términos de mejora de la seguridad del suministro y de reducción de pérdidas en las redes, debiendo abordar, al menos:

- La energía no entregada prevista durante la vida útil de la Central de Generación;
- Los costos de pérdidas en las redes durante la vida útil de la Central de Generación;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

- Sugerencia del orden de prioridad de las distintas alternativas de conexión, con los debidos argumentos.

d) Para la etapa de análisis de factibilidad de conexión preliminar, la EPGA deberá realizar, como parte del componente técnico del estudio, los siguientes análisis:

- Flujos de potencia;
- Cortocircuitos;
- Análisis de pérdidas; y
- Análisis de contingencias para el criterio N-1.
- Los análisis se realizarán para cada una de las propuestas de conexión de la futura Central de Generación, referidas en el numeral 8.2.2 literal a) de este Código.

e) Los estudios técnicos correspondientes deberán ser realizados por una persona natural o jurídica facultada para ejercer tales actividades, la cual a la vez deberá contar con un documento que demuestre que posee una licencia vigente del software utilizado.

f) Los estudios y análisis técnicos deberán realizarse considerando la Red de Transporte de Electricidad con y sin la Central de Generación, y para los escenarios que defina el Operador de Red;

g) Análisis de riesgos naturales para cada una de las propuestas de conexión de la futura Central de Generación, referidas en el numeral 8.2.2 literal a) de este Código.

El estudio técnico-económico deberá ser entregado dentro de un plazo de hasta cuatro (4) meses contados a partir de la conclusión de las actividades señaladas en el numeral 8.2.1. No se dará trámite a los estudios que sean entregados fuera del plazo.

Las EPGA que vayan a participar en un PPS deberán adicionalmente tomar en cuenta que, la entrega del estudio técnico-económico al Operador de Red deberá realizarse con una anticipación de al menos cuatro (4) meses a la fecha de entrega de las propuestas técnicas-económicas de acuerdo a lo establecido en el cronograma del PPS.

8.2.3. Análisis y otorgamiento del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar

a) Dentro de un plazo de un (1) mes a partir de la entrega del estudio técnico-económico, el Operador de la Red realizará su revisión y análisis, a fin de establecer la factibilidad física y técnica de las propuestas de conexión planteadas por la EPGA; y, definir la mejor alternativa de conexión de aquellas que sean consideradas como factibles.

b) Para Centrales de Generación de categorías B, C y D, el Operador de Red solicitará al Operador del Sistema la revisión del estudio técnico-económico con el objeto de que se verifique su impacto a nivel sistémico. Para Centrales de Generación de categoría A, la participación del Operador del Sistema estará supeditada al requerimiento del Operador de Red.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c) Para el caso de Centrales de Generación que se vayan a conectar a una red de distribución, el Operador de Red (Distribuidora) solicitará adicionalmente al Transmisor la revisión de los estudios cuando se trate de proyectos con incidencia en los puntos de conexión del SDD al SNT.

d) Cuando ocurra los casos señalados en los literales b) y/o c), el Operador de Red entregará los estudios técnicos al Operador del Sistema y/o al Transmisor, según corresponda, dentro de un Término de diez (10) días contados a partir de la entrega de los estudios técnicos por parte de la EPGA.

e) El Operador del Sistema y/o el Transmisor tendrán un término de diez (10) días para revisar y emitir las observaciones que corresponda. El Plazo otorgado al Operador de Red en el literal a) se suspenderá hasta que el Operador del Sistema y/o el Transmisor emitan, de ser el caso, sus observaciones u objeciones a los estudios técnicos.

f) En caso de existir observaciones u objeciones a los estudios técnicos, sea por parte del Operador del Sistema y/o al Transmisor y/o la Distribuidora, el Operador de Red a cuyas redes se conectará la Central de Generación deberá comunicarlo a la EPGA, la cual a su vez deberá atenderlas dentro de un Plazo de un (1) mes.

g) A partir de que sean atendidas todas las observaciones por parte de la EPGA, el Operador de Red dispondrá de un plazo de un (1) mes para concluir el análisis de factibilidad de conexión preliminar, el cual se hará constar en el Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Preliminar, que deberá contener, como mínimo, lo siguiente:

- Análisis realizados;
- Orden de priorización de las diferentes alternativas de conexión; y,
- Alternativa de conexión seleccionada con los debidos argumentos técnicos y económicos;

h) Dentro del plazo señalado en el literal g), el Operador de Red otorgará adicionalmente a la EPGA el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar, el cual será entregado junto con el respectivo informe.

i) En caso de que dos o más EPGA que se encuentren participando en un mismo PPS para adjudicar proyectos de generación para cubrir un Bloque de Generación derivado del PME, presenten una solicitud de factibilidad de conexión para un mismo punto de conexión, y la Potencia Nominal acumulada de los proyectos de generación supere la Capacidad Remanente de dicho punto de conexión, el Operador de Red otorgará Certificados de Factibilidad de Conexión Preliminar a todas las EPGA que cumplan con los requisitos y procedimiento establecidos en este Código.

Sin perjuicio de lo establecido en el párrafo precedente, los proyectos que se adjudiquen en un PPS no deberán superar la Capacidad Reamente de los nodos de una Red de Transporte de Electricidad, aspecto que se considerará en los criterios de adjudicación que se establezcan en los pliegos del PPS.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

j) Para solicitudes de factibilidad conexión preliminar que haya sido presentadas para un mismo punto de conexión, por parte de EPGA propietarias de proyectos de generación o autogeneración no contemplados en el PME, el Operador de Red priorizará el análisis y asignación de la Capacidad Remanente en dicho nodo, dependiendo el orden en que hayan sido ingresadas las solicitudes completas conforme lo establecido en el numeral 8.1.

8.2.4. Archivo del trámite de otorgamiento de la factibilidad de conexión preliminar

El Operador de Red considerará que la EPGA ha desistido de continuar el trámite de solicitud de factibilidad de conexión preliminar, y lo dará por concluido, en los siguientes casos:

a) Cuando la EPGA manifieste formalmente que no acepta las condiciones establecidas en el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar.

b) Cuando la EPGA manifieste su decisión de no continuar con el trámite.

c) Cuando la EPGA no entregue el estudio técnico-económico o no atienda las observaciones al estudio técnico-económico, dentro de los plazos y en las condiciones establecidas en los numerales 8.2.2 y 8.2.3, respectivamente.

8.3. Factibilidad de conexión preliminar extendida sin previa solicitud

Para los proyectos de generación que se listan a continuación el Operador de Red deberá elaborar, de oficio, los estudios necesarios y emitir un Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar, sin que exista de por medio una solicitud por parte de alguna EPGA.

a) Para proyectos específicos del PME, cuya construcción, operación y mantenimiento vayan a ser delegados por el Ministerio del Ramo a EPGA privadas, o de la economía popular y solidaria, o estatales extranjeras, a través de un PPS; o, delegadas de manera directa a EPGA públicas o de economía mixta.

b) Para proyectos no contemplados en el PME, propuestos por la iniciativa privada, que sean declarados de interés público por el Ministerio del Ramo, cuya construcción, operación y mantenimiento vayan a ser delegados por el Ministerio del Ramo a EPGA privadas, o de la economía popular y solidaria, o estatales extranjeras, a través de un PPS.

Los estudios y el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar respectivos deberán ser elaborados y entregados por el Operador de Red al Ministerio del Ramo ante el requerimiento realizado, con la debida anticipación, por el Ministerio del Ramo, los cuales formarán parte de los documentos de los pliegos de un PPS para el caso a); o, serán parte de los requisitos para la suscripción de una Autorización de Operación para el caso b).

ARTÍCULO 9. FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN DEFINITIVA

9.1. Solicitud de factibilidad de conexión definitiva

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

A partir de que la EGAH suscriba el Título Habilitante respectivo, podrá ingresar su solicitud ante el Operador de Red para la obtención de la Factibilidad de Conexión Definitiva.

La solicitud deberá será realizada con la suficiente antelación considerando que el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo constituye un requisito para el inicio de la construcción del proyecto de generación/autogeneración.

9.2. Estudios técnicos complementarios

a) El Operador de Red, en coordinación con el Operador del Sistema, dentro de un Término de diez (10) días contados a partir de la recepción de la solicitud, definirá e informará a la EGAH, los estudios técnicos complementarios que deberá elaborar y entregar para evaluar la factibilidad de conexión definitiva.

b) Los estudios técnicos podrán contemplar los siguientes aspectos:

   b.1) Análisis dinámico de las unidades de generación, los cuales podrán incluir, según corresponda, estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y estabilidad oscilatoria;

   b.2) Calidad del producto; y,

   b.3) Capacidad de arranque en negro y control de frecuencia.

c) Los estudios técnicos deberán ser realizados por una persona natural o jurídica facultada para ejercer tales actividades, la cual a la vez deberá contar con un documento que demuestre que posee una licencia vigente del software utilizado.

9.3. Análisis y otorgamiento del Certificado de Factibilidad de Conexión Definitiva

a) Dentro de un plazo de un (1) mes a partir de la entrega por parte de la EGAH, de todos los estudios técnicos requeridos por el Operador de Red, este los analizará a fin de establecer los términos en los que se otorgará la factibilidad de conexión definitiva.

b) Para Centrales de Generación de categorías B, C y D, el Operador de Red solicitará al Operador del Sistema la revisión de los estudios técnicos con el objeto de que se verifique su impacto a nivel sistémico.

c) Para el caso de Centrales de Generación que se vayan a conectar a una red de distribución, el Operador de Red (Distribuidora) solicitará adicionalmente al Transmisor la revisión de los estudios cuando se trate de proyectos con incidencia en los puntos de conexión del SDD al SNT.

d) Cuando ocurra los casos señalados en los literales b) y/o c), el Operador de Red entregará los estudios técnicos al Operador del Sistema y/o al Transmisor, según corresponda, dentro de un Término de diez (10) días contados a partir de la entrega de los estudios técnicos por parte de la EGAH.

e) El Operador del Sistema y/o el Transmisor tendrán un término de diez (10) días para revisar y emitir las observaciones que corresponda. El Plazo otorgado al Operador de

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Red en el literal a) se suspenderá hasta que el Operador del Sistema y/o al Transmisor emitan, de ser el caso, sus observaciones a los estudios técnicos.

f) En caso de existir observaciones a los estudios técnicos, sea por parte del Operador del Sistema y/o al Transmisor y/o la Distribuidora, el Operador de Red a cuyas redes se conectará la Central de Generación deberá comunicarlo a la EGAH, la cual a su vez deberá atenderlas dentro de un Plazo de un (1) mes.

g) Una vez que sean atendidas todas las observaciones por parte de la EGAH, el Operador de Red tendrá un plazo de un (1) mes para concluir el análisis de factibilidad de conexión definitiva de la futura Central de Generación.

h) El Operador de Red, dentro de los plazos señalados en el presente numeral 9.3, según corresponda, entregará a la EGAH el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo, con el respectivo Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Definitivo, en el cual se establecerá, de manera detallada, lo siguiente:

h.1) Nuevas obras, equipos e instalaciones a implementarse y/o adecuaciones que deberán realizarse a la Red de Transporte de Electricidad, para viabilizar la conexión de la futura Central de Generación, y con las que se logre, a su vez, evitar una degradación de la calidad del servicio y/o de la seguridad de la operación del sistema; y/o, evitar un incremento de las pérdidas eléctricas por efecto de la conexión de la central.

Los costos que demanden tales obras, equipos y adecuaciones; así como los correspondientes a la línea de interconexión, serán de responsabilidad de la EGAH.

h.2) El esquema de conexión de la Central de Generación.

h.3) Las especificaciones y estándares de obras, equipos e instalaciones a considerarse en el campo de conexión y en la línea de interconexión.

ARTÍCULO 10. ANÁLISIS DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN PARA INCREMENTOS DE CAPACIDAD

La posibilidad de incremento de capacidad de un proyecto o Central de Generación estará sujeta a lo que se estipule en el Título Habilitante de la EGAH y en el procedimiento y requisitos que establezca el Ministerio del Ramo; de todas formas, cualquier proyecto de incremento de capacidad deberá contar con el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar o Definitivo actualizados, dependiendo de la etapa en el que se encuentre el proyecto, según lo siguiente:

a) Si aún se encuentra en desarrollo un PPS, o si la EPGA se encuentra tramitando la suscripción de un Título Habilitante, lo que corresponde es actualizar el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar considerando los términos establecidos en el ARTÍCULO 8 de este Código.

b) Si el proyecto se encuentra en etapa de construcción, o si la Central de Generación ya está en operación comercial, lo que corresponde es actualizar el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo, con la particularidad de que, en este caso, se deberá abordar de manera integral los análisis y estudios establecidos en los ARTÍCULO 8 y ARTÍCULO 9 de este Código.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

En caso de que el incremento de capacidad haga que la Central de Generación cambie de una categoría a otra, considerando las categorías establecidas en la Tabla 1, los requisitos técnicos que deberá cumplir la Central de Generación serán aquellos que le corresponda de acuerdo a su nueva categoría.

CAPÍTULO II VIGENCIA DE LA FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

ARTÍCULO 11. VIGENCIA DEL CERTIFICADO DE FACTIBILIDAD DE CONEXIÓN

La vigencia de las factibilidades de conexión otorgadas por el Operador de Red a una EPGA o EGAH, dependiendo su tipo, se sujetará a los términos establecidos en los siguientes numerales.

11.1. Vigencia del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar

11.1.1. Previo a la suscripción del Título Habilitante

a) Los Certificados de Factibilidad de Conexión Preliminar elaborados de oficio por el Operador de Red, en conformidad con lo establecido en el numeral 8.3 de este Código, no tienen un plazo de vigencia, sin embargo, deberán ser actualizados por el Operador de Red cuando el Ministerio del Ramo lo requiera.

b) Para proyectos propuestos por EPGA privadas, de la economía popular y solidaria, y estatales extranjeras, en un PPS para cubrir un Bloque de Generación del PME, los Certificados de Factibilidad de Conexión Preliminar estarán vigentes hasta que el Ministerio del Ramo declare los resultados del PPS y adjudique los proyectos.

   Para aquellos proyectos que sean adjudicados la vigencia de los Certificados de Factibilidad de Conexión Preliminar se extenderá hasta la fecha límite, o plazos posteriores, que el Ministerio Rector otorgue a las EPGA, para que suscriban el Título Habilitante.

   La EPGA deberá entregar al Operador de Red una copia del documento administrativo con el que el Ministerio Rector declare la adjudicación del proyecto y establezca la fecha para la suscripción del Título Habilitante.

c) Para las EPGA privadas, de la economía popular y solidaria, y estatales extranjeras, que deseen desarrollar proyectos de generación o autogeneración no contemplados en el PME, el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar tendrá un plazo de vigencia de doce (12) meses contados a partir de su notificación, plazo dentro del cual la EPGA deberá tramitar ante el Ministerio del Ramo la obtención del Certificado de Calificación.

   En caso de demora en la entrega del Certificado de Calificación por parte del Ministerio del Ramo, la EPGA, con una antelación de un (1) mes previo a la fecha de terminación de la vigencia del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar, podrá solicitar al Operador de Red una extensión del plazo de vigencia de hasta seis (6) meses adicionales, presentando los documentos de respaldo sobre los trámites realizados ante el Ministerio del Ramo, y avances logrados, para la obtención del Certificado de Calificación de acuerdo a lo establecido en el RGLOSPEE.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El Operador de Red analizará la información proporcionada y, en caso de evidenciar que el retraso en la obtención del Certificado de Calificación no es imputable a la EPGA, otorgará el plazo adicional solicitado por la EPGA.

Una vez otorgado el Certificado de Calificación, la EPGA deberá entregar al Operador de Red una copia del mismo dentro del plazo de vigencia original, o plazo de vigencia adicional, del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar. De no entregar el Certificado de Calificación a tiempo, el Operador de Red anulará el Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar y notificará del particular a la EPGA; de ser el caso, la EPGA podrá iniciar el trámite para la obtención de un nuevo Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar, en conformidad con lo establecido en el Capítulo I TÍTULO II de este Código.

Si la EPGA entrega a tiempo la copia del Certificado de Calificación al Operador de Red, la vigencia del Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar se extenderá hasta el plazo original o, de ser el caso, prórrogas posteriores, que el Ministerio del Ramo otorgue a la EPGA, a través del Certificado de Calificación, para que suscriba el Título Habilitante.

La EPGA deberá entregar al Operador de Red una copia del documento administrativo con el que el Ministerio del Ramo otorgue a la EPGA, cuando corresponda, prórrogas posteriores para la suscripción del Título Habilitante.

11.1.2. A partir de la suscripción del Título Habilitante

El Certificado de Factibilidad de Conexión Preliminar estará vigente hasta que el Operador de Red otorgue a la EGAH el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo.

11.2. Vigencia del Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo

El Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo se mantendrá vigente mientras esté vigente el Título Habilitante.

CAPÍTULO III ESQUEMA Y VOLTAJE DE CONEXIÓN

ARTÍCULO 12. CONSIDERACIONES PARA DEFINIR EL ESQUEMA Y VOLTAJE DE CONEXIÓN

a) El esquema de conexión de la futura Central de Generación será establecido por el Operador de Red en el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo, de tal forma que permita transmitir a través de la Red de Transporte de Electricidad toda la energía que genere la Central de Generación, respetando los siguientes criterios de diseño y de operación de la red:

a.1) Las normativas que se aplican al SNT y a los SDD;

a.2) Cumplimiento de los límites de capacidad de transmisión admisibles en las instalaciones del SNT y/o SDD, en estado estacionario y ante contingencias N-1, considerando la conexión de la nueva Central de Generación.

a.3) Compromisos de conexión previos;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a.4) Cumplimiento de las corrientes admisibles en las instalaciones pertinentes de la Red de Transporte de Electricidad, en régimen permanente y régimen de sobrecarga temporal en caso de Fallas del sistema;

a.5) Cumplimiento, en caso de cortocircuito, de la capacidad de ruptura de los interruptores, de la corriente admisible y de la capacidad de soportar las fuerzas electrodinámicas, de las instalaciones del SNT y/o SDD;

a.6) Cumplimiento de los requisitos de estabilidad del voltaje de la red, especificados en los numerales 19.2, 20.2 y 22.1 de este Código, durante la puesta en marcha de la Central de Generación; y, durante variaciones de cargas;

a.7) Cumplimiento de los requisitos durante perturbaciones del sistema eléctrico debido a Fallas Correctamente Despejadas;

a.8) Control de disturbios grandes que afecten la seguridad del SNT o SDD (en particular eventos en cascada, grandes caídas de voltaje o de Frecuencia, pérdida o ruptura del sincronismo);

a.9) Relación de Cortocircuito mínimo en el Punto de Conexión superior a 2.

a.10) Mantenimiento de la calidad de la onda de voltaje de generación a un nivel compatible con los requisitos establecidos en los numerales 19.3, 21.7 y 22.4 de este Código;

a.11) Cumplimiento de los requisitos de las redes informáticas y de telecomunicaciones existentes.

b) Considerando lo establecido en la Tabla 1, una Central de Generación conformada por una o varias Unidades de Generación que se conecten al mismo Punto de Conexión, se conectará al nivel de voltaje más bajo que permita transmitir al SEP la energía generada respetando los criterios de diseño y de operación de la red señalados en el literal a) de este apartado.

c) Excepcionalmente, la Central de Generación podrá conectarse a un nivel de voltaje superior al que le corresponde de acuerdo a lo establecido en la Tabla 1, si del análisis de costo beneficio de las distintas alternativas de conexión que se consideren en el estudio técnico-económico que entregue la EPGA y del análisis de factibilidad de conexión a cargo del Operador de Red, se demuestre que ello es posible y más ventajoso.

TÍTULO III CONSIDERACIONES GENERALES PARA LA CONEXIÓN

ARTÍCULO 13. ESTUDIOS TÉCNICOS FINALES

a) La EGAH, con al menos seis (6) meses de antelación previo a la conexión de la Central de Generación e inicio de las etapas de Pruebas Técnicas y Operación Experimental, deberá entregar al Operador de Red los estudios técnicos finales, los cuales deberán ser realizados con los modelos reales de los sistemas de control.

b) Los estudios técnicos finales deberán ser realizados por una persona natural o jurídica facultada para ejercer tales actividades, la cual a la vez deberá contar con un documento que demuestre que posee una licencia vigente del software utilizado.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c) Los estudios técnicos finales podrán contemplar, a requerimiento del Operador de Red, en coordinación con el Operador del Sistema[6], los siguientes aspectos:

c.1) Análisis dinámico de las unidades de generación, los cuales podrán incluir estabilidad de voltaje, estabilidad de frecuencia, estabilidad transitoria y estabilidad oscilatoria;

c.2) Calidad del producto; y,

c.3) Coordinación de protecciones.

d) Dentro de un plazo de un (1) mes a partir de la entrega de todos los estudios técnicos por parte de la EGAH, el Operador de Red los revisará y analizará.

e) Para Centrales de Generación de categorías B, C y D, el Operador de Red solicitará adicionalmente al CENACE la revisión de los estudios técnicos.

f) Para el caso de Centrales de Generación que se vayan a conectar a una red de distribución, el Operador de Red (Distribuidora) solicitará adicionalmente al Transmisor la revisión de los estudios cuando se trate de proyectos con incidencia en los puntos de conexión del SDD al SNT.

g) Cuando ocurra los casos señalados en los literales e) y/o f), el Operador de Red entregará los estudios técnicos al CENACE y/o al Transmisor, según corresponda, dentro de un Término de diez (10) días contados a partir de la entrega de los estudios técnicos por parte de la EGAH. El CENACE y/o el Transmisor tendrán un término de diez (10) días para revisar y emitir las observaciones que corresponda. El Plazo otorgado al Operador de Red en el literal d) se suspenderá hasta que el CENACE y/o al Transmisor emitan, de ser el caso, sus observaciones u objeciones a los estudios técnicos.

h) En caso de existir observaciones u objeciones a los estudios técnicos, sea por parte del CENACE y/o al Transmisor y/o la Distribuidora, el Operador de Red a cuyas redes se conectará la Central de Generación deberá comunicarlo a la EGAH, la cual a su vez deberá atenderlas dentro de un Plazo de un (1) mes.

i) El Operador de Red tendrá un Término de quince (15) días contados a partir de la entrega de los estudios técnicos finales ajustados por parte de la EGAH, para concluir su revisión y proceder a aprobarlos.

ARTÍCULO 14. CONTRATO DE CONEXIÓN

El Contrato de Conexión deberá ser suscrito entre el Operador de Red y la EGAH previo a la conexión de la Central de Generación a la Red de Transporte de Electricidad, por lo tanto, antes del inicio de las etapas de Pruebas Técnicas y Operación Experimental que se realizan en sincronismo con la red.

[6] La participación del Operador del Sistema será para Centrales de Generación de categorías B, C y D.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El Contrato de Conexión contemplará las siguientes cláusulas:

a) Comparecientes;
b) Antecedentes;
c) Marco normativo aplicable;
d) Documentos habilitantes;
e) Objeto del contrato;
f) Interpretación de términos;
g) Datos generales de la Central de Generación;
h) Ubicación, fronteras y propiedad, de equipos e instalaciones del campo de conexión y de sistemas de control, monitoreo y medición;
i) Estándares y especificaciones de obras, instalaciones, equipos y línea de interconexión;
j) Esquemas de protecciones;
k) Estudios de coordinación de protecciones
l) Calidad del servicio;
m) Operación y mantenimiento;
n) Derechos y obligaciones de las partes;
o) Causales de desconexión de la Central de Generación;
p) Infracciones y sanciones;
q) Plazo del contrato;
r) Terminación del contrato;
s) Cesión del contrato;
t) Disponibilidad de información;
u) Adendas al contrato;
v) Gastos notariales;
w) Divergencias, controversias y arbitrajes;
x) Fuerza mayor o caso fortuito;
y) Domicilio y jurisdicción;
z) Administración del contrato;
aa) Aceptación;
bb) Cuantía del contrato;
cc) Anexos

El modelo de Contrato de Conexión se presenta en el Anexo A, el cual podrá ser adaptado en función de las particularidades de cada caso, de todas formas, siempre guardando concordancia con la normativa vigente.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Una vez suscrito el Contrato de Conexión, la EGAH entregará una copia a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Operador del Sistema para su debido registro y control.

En caso el Ministerio del Ramo haya autorizado a una EGAH el incremento de capacidad de un proyecto o Central de Generación, se suscribirá un Contrato de Conexión actualizado entre el Operador de Red y la EGAH, que contemple las nuevas condiciones, debiendo la EGAH entregar una copia a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Operador del Sistema, previo al inicio de las etapas de Pruebas Técnicas y Operación Experimental de la Central de Generación.

ARTÍCULO 15. ACUERDO OPERATIVO

Para el caso de empresas públicas que realicen de forma integrada las actividades de generación y transmisión; o, generación y distribución, en conformidad con lo establecido en la Disposición General Cuarta del RGLOSPEE, se deberá observar lo siguiente.

La unidad de negocio o unidad operativa de la empresa que tenga a su cargo la actividad de generación, suscribirá un Acuerdo Operativo con la unidad de negocio o unidad operativa de la misma empresa que tenga a su cargo la actividad de transmisión o distribución.

El Acuerdo Operativo se redactará con base al modelo del Contrato de Conexión, considerando las cláusulas y aspectos que sean aplicables.

ARTÍCULO 16. OBRAS, EQUIPOS E INSTALACIONES PARA LA CONEXIÓN

Los diseños de las obras, instalaciones y línea de interconexión, para materializar la conexión de una Central de Generación a una Red de Transporte de Electricidad; así como, los equipos asociados al campo de conexión y su montaje, serán de responsabilidad de la EGAH, y deberán cumplir los estándares y especificaciones mínimos establecidos por el Operador de Red en el Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Definitivo, no pudiendo este último establecer estándares o especificaciones más exigentes que las utilizadas para sus propias obras, equipos, líneas e instalaciones.

La EGAH que requiera iniciar la construcción de nuevas obras e instalaciones o adecuación de las existentes, así como el montaje de equipos para materializar la conexión de su Central de Generación a una Red de Transporte de Electricidad, o la construcción de una línea de interconexión dedicada, deberá cumplir previamente lo siguiente:

1. Disponer de los diseños de las obras e instalaciones, tanto del campo de conexión como de la línea de interconexión dedicada, debidamente aprobados por el Operador de Red;
2. Disponer de la autorización que corresponda de acuerdo a la normativa ambiental vigente; y,
3. Contar con la autorización que corresponda, emitida por el Ministerio Rector, en conformidad con lo establecido en el Art. 56 del Reglamento General de la LOSPEE.

La ejecución de las obras para la conexión de la Central de Generación, incluidas las correspondientes a la línea de interconexión, por parte de la EGAH, se realizará bajo la supervisión del Operador de Red.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

La implementación y costos de todas las obras, equipos e instalaciones necesarias para materializar la conexión de una Central de Generación a la Red de Transporte de Electricidad, ya sean para seccionar una línea existente, o para la ampliación o adecuación de subestaciones existentes, o para la construcción de nuevas subestaciones, serán de responsabilidad de la EGAH; tales obras, equipos e instalaciones serán obligatoriamente transferidos al Operador de Red sin costo alguno. Entre el Operador de Red y la EGAH establecerán el listado de los equipos e instalaciones a ser transferidos.

La transferencia obligatoria de las obras, equipos e instalaciones referidos en el párrafo anterior deberá efectivizarse, bajo la figura legal que el Operador de Red defina, dentro de un plazo de seis (6) meses posteriores a la fecha de inicio de Operación Comercial de la Central de Generación declarada por el Operador del Sistema; los costos de protocolización de la transferencia serán asumidos por la EGAH. El listado de los activos transferidos deberá ser incorporado como un anexo al Contrato de Conexión.

La ejecución y costos de la operación y mantenimiento de los equipos e instalaciones que sean transferidos de la EGAH al Operador de Red será de responsabilidad del Operador de Red, a partir de que se formalice su transferencia.

Mientras no se concluya el proceso de transferencia de las obras, equipos e instalaciones señaladas en este numeral, la EGAH será responsable de su operación y mantenimiento, en coordinación con el Operador de Red y Operador del Sistema, según corresponda, y asumirá todos los gastos administrativos, operativos y de seguros que corresponda.

El Operador de Red establecerá los términos y condiciones de los seguros, y garantías técnicas y constructivas, de los bienes a ser transferidos, que la EGAH deberá gestionar a favor del Operador de Red, y que le deberán ser entregados previo a la formalización de la transferencia.

ARTÍCULO 17. MANTENIMIENTO DE LA LÍNEA DE INTERCONEXIÓN DE PROPIEDAD DE LA EGAH

El Operador de Red podrá ejecutar las actividades de mantenimiento de la línea de interconexión de propiedad de una EGAH, por solicitud de esta última, en cuyo caso se hará constar este particular en el Contrato de Conexión. Las partes convendrán el precio de las actividades de mantenimiento a ejecutarse. Los costos que demanden tales actividades no formarán parte de los costos de trasmisión, o de distribución, según corresponda, que sean reportados por el Operador de Red a la Agencia de Regulación y Control Competente para el análisis y determinación del costo del servicio público de energía eléctrica.

ARTÍCULO 18. LÍMITES DE PROPIEDAD

a) El límite de propiedad entre las instalaciones del Operador de la Red y de la EGAH, para los equipos que funcionen al Voltaje Nominal de conexión, se especifica a continuación.

   a.1) Para el caso de una configuración que contemple un interruptor en cada extremo, ya sea de una línea de interconexión dedicada aérea, o de un cable subterráneo, el elemento físico desconectable que se considera como límite de propiedad será:

      a.1.1) Cadena de aisladores del pórtico de salida de línea de las instalaciones del Operador de Red, si la interconexión es aérea;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a.1.2) Puntas terminales de la línea a la llegada de las instalaciones del Operador de Red, si la interconexión es subterránea.

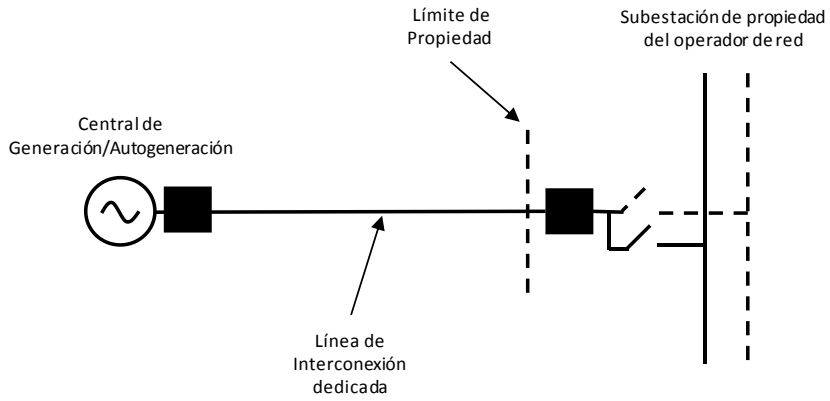


Figura 1 Esquema de conexión para configuración con un interruptor en cada extremo

a.2) Para una configuración que contemple un solo interruptor para la interconexión de la Central de Generación a la Red de Transporte de Electricidad, el límite de propiedad se establece después del interruptor en mención, entre los equipos de medición y seccionamiento asociados (bahía de línea) y antes de la barra respectiva de la subestación de red. En el caso de una subestación con varias barras colectoras, los seccionadores de maniobra serán operados por el Operador de Red, salvo en el escenario de que esta subestación también sea propiedad de la Empresa Eléctrica de Generación.

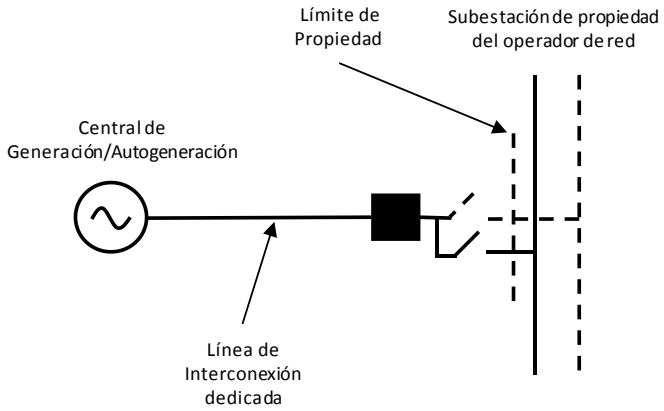
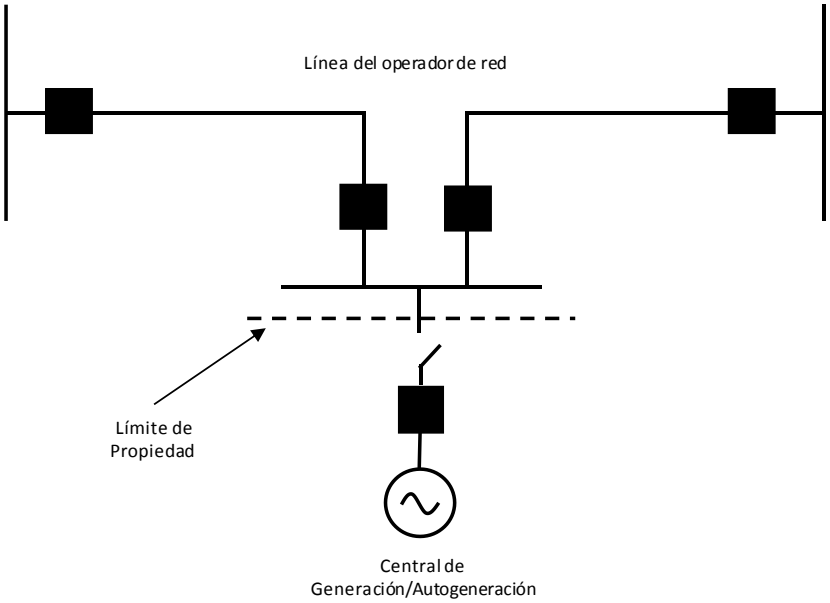


Figura 2 Esquema de conexión para configuración con un solo interruptor

a.3) Para el caso de una conexión en π a la Red de Transporte de Electricidad, el límite de propiedad o frontera se establece en la cadena de aisladores del pórtico de llegada en la subestación de seccionamiento o en las puntas terminales en el caso de cable subterráneo. En esta configuración la propiedad de la subestación de seccionamiento se asume en el Operador de la Red pertinente, en su defecto el

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

límite de propiedad deberá trasladarse a la salida de línea o líneas de la subestación de seccionamiento.



Seccionamiento de una línea existente

Figura 3 Esquema de conexión para configuración en pi

La transferencia de propiedad de la subestación de seccionamiento al Operador de Red podrá efectuarse siempre y cuando haya una separación de los sistemas de control, protección, monitoreo y medición de dicha subestación y la generación.

b) En el Contrato de Conexión se especificará adicionalmente los límites de propiedad que se aplica a los equipos y sistemas de control, monitoreo y medición, que permiten la transferencia de información.

c) En el Contrato de Conexión se incorporarán los diagramas unifilares en los que se identifique claramente los límites de propiedad.

TÍTULO IV REQUISITOS TÉCNICOS OPERATIVOS

Las Centrales de Generación, para operar en el SEP, deben cumplir requisitos generales, en función de la categoría a la que pertenecen, conforme lo establecido en el Capítulo I del presente TÍTULO IV; adicionalmente, dependiendo si las Centrales de Generación están conformadas por Unidades de Generación Síncronas o Unidades de Parque Eléctrico, cumplirán los requisitos específicos establecidos en el Capítulo II y en el Capítulo III, respectivamente, del presente TÍTULO IV.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

CAPÍTULO I REQUISITOS GENERALES PARA CENTRALES DE GENERACIÓN

ARTÍCULO 19. REQUISITOS GENERALES PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA A

19.1. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría A con respecto a estabilidad de Frecuencia

a) Una Central de Generación deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir operando dentro de los rangos de Frecuencia y períodos de tiempo mínimos especificados en la Tabla 3:

Rango de Frecuencia [Hz]	Tiempo mínimo de operación
$62 < \mathrm{f} \leq 63$	$1.5\ minutos$
$61 < \mathrm{f} \leq 62$	$30\ minutos$
$59 \leq \mathrm{f} \leq 61$	$Ilimitado$
$58 \leq \mathrm{f} < 59$	$30\ minutos$
$57.5 \leq \mathrm{f} < 58$	$1.5\ minutos$

Tabla 3. Tiempos mínimos durante los que una Central de Generación debe permanecer conectada a la red y mantenerse en operación a diferentes valores de Frecuencia

b) Una Central de Generación deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir operando ante una Razón de Cambio de la Frecuencia (ROCOF) comprendida entre $-2.5\ Hz/s$ y $+2.5\ Hz/s$, a menos que la desconexión se haya producido por una protección frente a pérdida de suministro del tipo derivada de frecuencia. El Operador del Sistema especificará en los Procedimientos de Aplicación las condiciones de operación de esta protección. Las derivadas de frecuencia se calculan como promedio en un período móvil de $1{,}000\ ms$.

c) Una Central de Generación podrá conectarse automáticamente a la red, o reconectarse automáticamente después de una desconexión causada por una Falla en la red, cuando la Frecuencia del sistema se mantenga entre $57.5\ Hz$ y $60.05\ Hz$; y, al mismo tiempo, el voltaje se mantenga entre 0.9 y $1.1\ pu$, por al menos 60 segundos.

La velocidad de aumento de potencia será igual al 10% de la Potencia Nominal de la Central de Generación por minuto $(10\%\ P_{nom}/min)$. El Operador del Sistema podrá establecer en los Procedimientos de Aplicación las condiciones bajo las cuales se establecerá una menor velocidad de aumento de potencia, que deberá ser cumplida por las Centrales de Generación.

La conexión automática es admisible, a menos que el Operador de la Red decida lo contrario, en cuyo caso la reconexión debe realizarse en coordinación con el Operador de la Red. En el Contrato de Conexión se especificará las condiciones por las que el Operador de Red puede rechazar la conexión automática y el

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

procedimiento a seguir para la coordinación de la reconexión a la red de la Central o Unidades de Generación.

19.2. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría A con respecto a Estabilidad de Voltaje

Una Central de Generación categoría A deberá permanecer conectada a la red y mantenerse en operación, cuando el voltaje en el Punto de Conexión se encuentre dentro del rango especificado en la siguiente Tabla 4:

Voltaje Nominal del punto de conexión (Vn)	Rango de voltaje $[p.u.]$	Tiempo de operación
$Vn < 69\ kV$	$0.9 — 1.1$	Ilimitado

Tabla 4. Rango de voltaje dentro del cual una Central de Generación debe permanecer conectada a la red y mantenerse en operación

19.3. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría A con respecto a la calidad del producto

a) Las perturbaciones causadas por una Central de Generación conectada a una red cuyo Voltaje Nominal sea menor o igual a 600 V, medidas en el Punto de Conexión, deben cumplir con los límites establecidos a continuación:

a.1) **Parpadeo:** El nivel de severidad de parpadeo de corta duración (Pst) y de parpadeo de larga duración (Plt) de una Central de Generación se calcula de acuerdo con las disposiciones de la norma IEC 61000-4-15[7] y no debe ser mayor a 1 en Pst y 0.8 en Plt en el punto de conexión.

El 95% de los valores de Pst y Plt registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos para el Pst y Plt.

a.2) **Armónicos:** La metodología de medición de los armónicos de corriente se sujetará a lo establecido en la norma IEEE Std 519[8].

[7] IEC 61000-4-15, Testing and measurement techniques – Flickermeter – Functional and design specifications

[8] IEEE Std 519™-2022, Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El contenido de Armónicos de corriente se mide a través de los armónicos individuales de corriente y el TRD, y sus límites cumplirán lo establecido en la norma IEEE Std 2800[9].

El 95% de los valores de armónicos de corriente y TRD registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecido en la norma IEEE Std 2800.

b) Las perturbaciones causadas por una Central de Generación conectada a una red cuyo Voltaje Nominal sea mayor a 600 V y menor a 69 kV, medidas en el Punto de Conexión, deben cumplir con los límites establecidos a continuación:

b.1) **Parpadeo:** El nivel de severidad de parpadeo de corta duración (Pst) y de parpadeo de larga duración (Plt) de una Central de Generación se calcula de acuerdo con las disposiciones de la norma IEC 61000-4-15, y no debe ser mayor a 0.9 en Pst y 0.7 en Plt en el Punto de Conexión.

El 95% de los valores de Pst y Plt registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos para el Pst y Plt, respectivamente.

El Operador de la Red puede establecer límites diferentes, previo al análisis establecido en el informe técnico IEC 61000-3-7[10]. Los valores mínimos que se puede exigir son 0.35 en Pst y 0.25 en Plt.

b.2) **Desbalance de voltaje:** La tasa de desbalance de voltaje producida por la Central de Generación en el Punto de Conexión no debe ser mayor a 1.8%.

El 95% de los valores registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor al límite establecido para el desbalance de voltaje.

b.3) **Armónicos:** La metodología de medición de los armónicos de corriente se sujetará a lo establecido en la norma IEEE Std 519[11].

El contenido de Armónicos de corriente se mide a través de los armónicos individuales de corriente y el TRD, y sus límites cumplirán lo establecido en la norma IEEE Std 2800.

---

[9] IEEE Std 1547™-2018, IEEE Standard for Interconnection and Interoperability of Distributed Energy Resources with Associated Electric Power Systems Interfaces

[10] Electromagnetic compatibility (EMC) – Part 3-7: Limits – Assessment of emission limits for the connection of fluctuating installations to MV, HV and EHV power systems

[11] IEEE Std 519™-2022, Standard for Harmonic Control in Electric Power Systems

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El 95% de los valores de armónicos de corriente y TRD registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos en la norma IEEE Std 2800.

b.4) **Variaciones de voltaje:** La amplitud de cualquier variación de voltaje no debe exceder el 5% del Voltaje Nominal en el Punto de Conexión.

El 95% de los valores registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor al límite establecido en este Código.

ARTÍCULO 20. REQUISITOS GENERALES PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA B

Las Centrales de Generación categoría B deberán cumplir, a más de los requisitos establecidos en el ARTÍCULO 19 para Centrales de Generación categoría A, excepto lo señalado en el numeral 19.1 literal c), los establecidos en el presente ARTÍCULO 20.

20.1. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría B con respecto a estabilidad de Frecuencia

a) Las Unidades de una Central de Generación categoría B de Potencia Nominal igual o mayor a 5 MW, deberán ser capaces de operar en modo regulación potencia-frecuencia limitado-sobrefrecuencia (MRPFL-O), y cumplirá los siguientes requisitos:

a.1) La Central de Generación deberá ser capaz de activar el suministro de reservas de regulación potencia-frecuencia, de acuerdo con el Gráfico 1, a partir del umbral de Frecuencia de 60.2 Hz y con un valor de Estatismo de 4%;

a.2) La Central de Generación deberá ser capaz de activar la respuesta de la potencia en función de la Frecuencia con el menor retraso inicial posible. Si ese retraso es superior a dos segundos, la EGAH deberá justificar el retraso proporcionando pruebas técnicas al Operador del Sistema;

a.3) La Central de Generación, al alcanzar el Nivel Mínimo de Regulación, deberá ser capaz de seguir funcionando en ese nivel;

a.4) La Central de Generación deberá ser capaz de funcionar de manera estable durante el funcionamiento en MRPFL-O. Si el MRPFL-O está activo, el Valor de Consigna del MRPFL-O prevalecerá sobre el resto de los Valores de Consigna de Potencia Activa.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

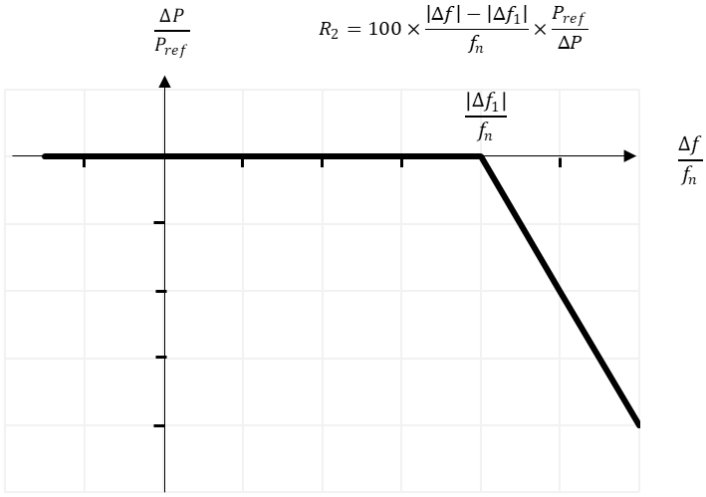


Gráfico 1 Capacidad de respuesta de la Potencia Activa de Centrales de Generación, en MRPFL-O, ante variaciones de Frecuencia.

Donde:

$\boldsymbol{P_{ref}}$ Es la Potencia Activa de referencia a la que está referida ΔP y puede especificarse de forma diferente para las Unidades de Generación síncronas y las Unidades de Parque Eléctrico

$\boldsymbol{\Delta P}$ Es la variación en la salida de Potencia Activa de la Unidad de Generación

$\boldsymbol{f_n}$ Es la Frecuencia nominal (60 Hz) de la red

$\boldsymbol{\Delta f}$ Es la desviación de la Frecuencia de la red.

En sobrefrecuencias donde Δf es superior a Δf_1, la Unidad de Generación debe disminuir la salida de Potencia Activa de acuerdo con el Estatismo R_2.

Los requisitos establecidos en el presente literal a) no son aplicables a Unidades de Centrales de Generación categoría B de Potencia Nominal menor a 5 MW.

b) La Central de Generación deberá ser capaz de mantener un Valor de Consigna constante, en la salida de Potencia Activa, independientemente de las variaciones de Frecuencia, excepto si la salida sigue las variaciones especificadas en los literales a) y c) de este numeral 20.1.

c) La reducción admisible de Potencia Activa desde la Potencia Nominal de la Central de Generación, en caso de reducción de la Frecuencia, no debe darse a una velocidad superior a la establecida en el Gráfico 2. Por debajo de 59.5 Hz, la reducción de la Potencia Activa admisible podrá ser proporcional a la caída de la Frecuencia, con una tasa de reducción del 10% de la Potencia Nominal a 60 Hz para 1 Hz de caída de Frecuencia.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

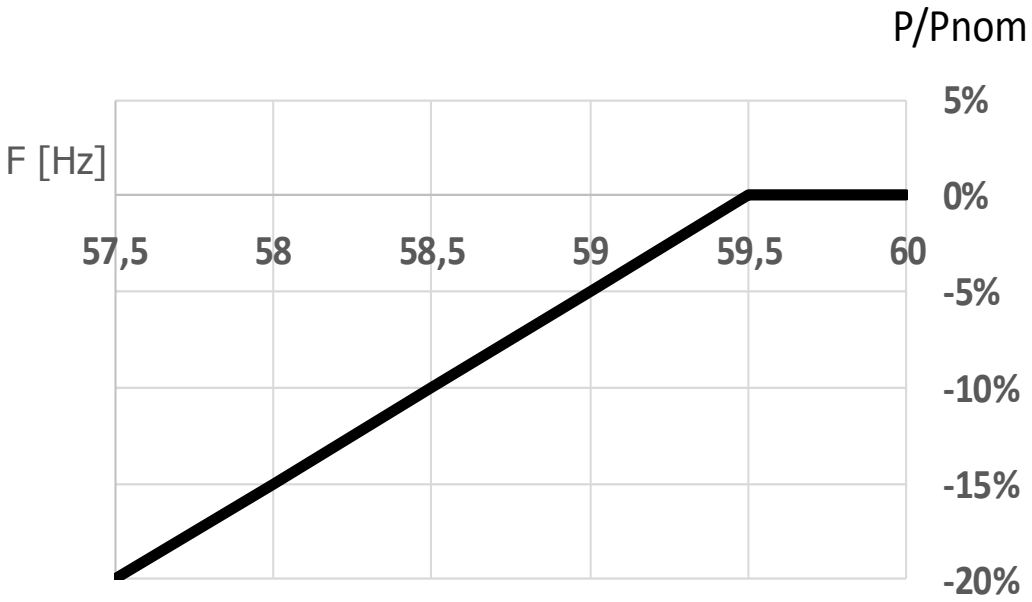


Gráfico 2 Reducción de capacidad de la Potencia Nominal ante una caída de la Frecuencia.

d) La Central de Generación deberá estar equipada con un puerto de entrada (interfaz lógica) a través del cual pueda receptar una instrucción para reducir la salida de Potencia Activa en un tiempo de cinco (05) segundos contados desde la recepción de la instrucción.

El Operador del Sistema establecerá en los Procedimientos de Aplicación las condiciones con base a las cuales podrá exigir un equipo adicional para el control a distancia de la generación de Potencia Activa y las especificaciones de dicho equipo.

20.2. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría B con respecto a Estabilidad de Voltaje

Una Central de Generación categoría B deberá permanecer conectada a la red y mantenerse en operación, cuando el voltaje en el Punto de Conexión se encuentre dentro del rango especificado en la Tabla 5; y, durante los tiempos mínimos señalados en dicha Tabla.

Voltaje Nominal del punto de conexión (Vn)	**Rango de voltaje** $[p.u.]$	**Tiempo mínimo de operación**
$Vn \leq 69\ kV$	$1.05 — 1.10$	$30\ minutos$
	$0.90 — 1.05$	$Ilimitado$
	$0.85 — 0.90$	$30\ minutos$

Tabla 5 Rangos de voltaje y tiempos mínimos para los cuales una Central de Generación debe permanecer conectada a la red y mantenerse en operación.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

20.3. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría B con respecto a la robustez

a) Una Central de Generación deberá permanecer conectada a la red y seguir funcionando de forma estable, después de una Perturbación del sistema eléctrico debida a Fallas en la red correctamente despejadas, dentro de los tiempos y perfiles de voltaje en el Punto de Conexión especificados en los GráficosGráfico 3 yGráfico 4, según corresponda;

Los gráficos describen el límite inferior de la trayectoria de los voltajes entre fases con respecto al Voltaje Nominal de la red, en el Punto de Conexión, durante una Falla simétrica, antes, durante y después de la Falla.

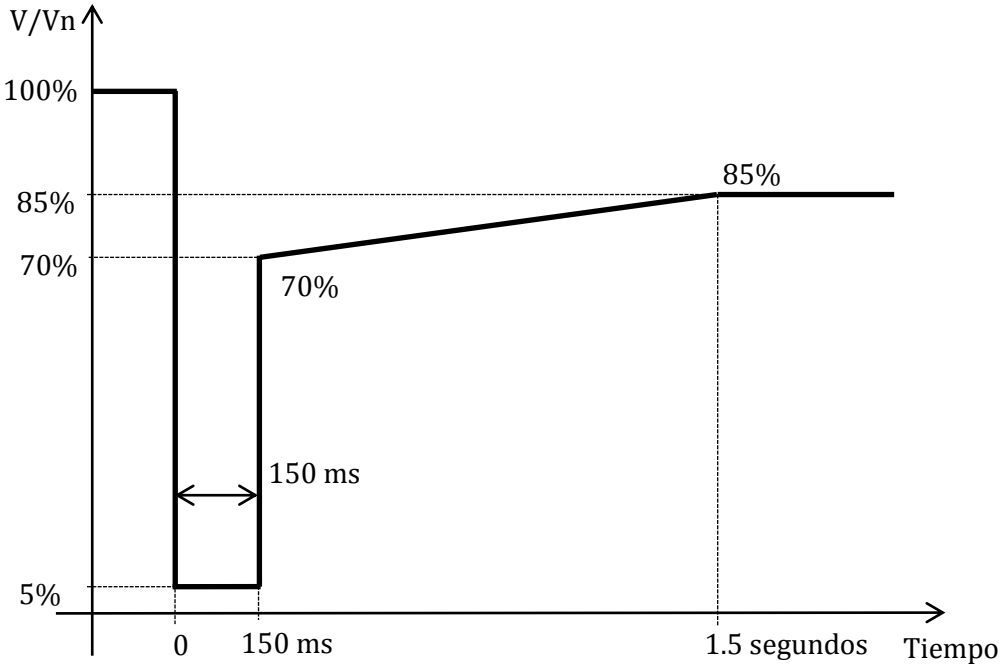


Gráfico 3 Perfil de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de una Central de Generación síncrona.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

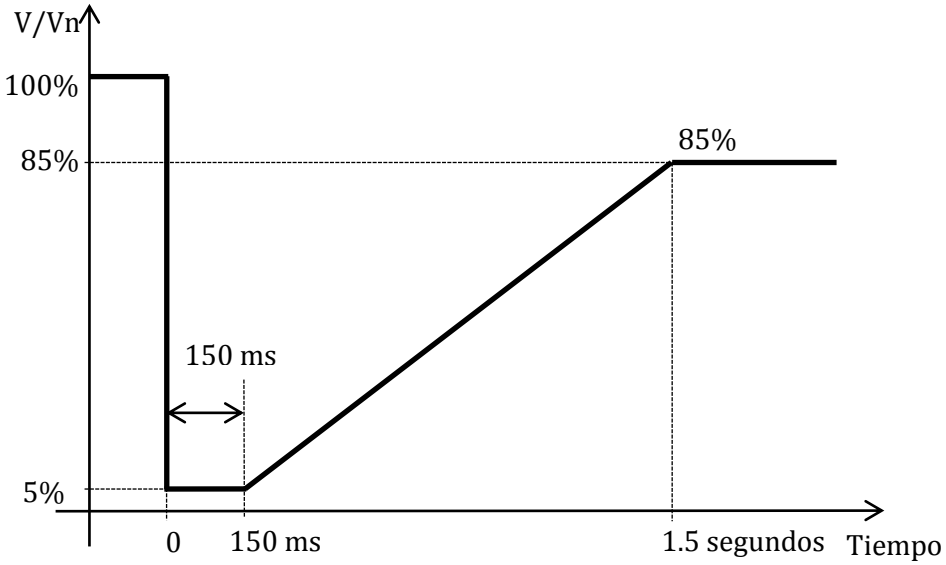


Gráfico 4 Perfil de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de una Unidad de Parque Eléctrico

b) El Operador del Sistema en coordinación con el Operador de la Red deberá especificar las condiciones previas y posteriores a las Fallas que deben considerarse para soportar Huecos de Voltaje, en conformidad con lo que se establezca en los Procedimientos de Aplicación y basándose en los siguientes elementos:

b.1) El cálculo de la potencia de cortocircuito mínima previa a la Falla en el Punto de Conexión;

b.2) El punto de funcionamiento de Potencia Activa y Potencia Reactiva de la Central o Unidad de Generación previo a las Fallas en el Punto de Conexión; y, el voltaje en el Punto de Conexión; y,

b.3) El cálculo de la potencia de cortocircuito mínima posterior a la Falla en el Punto de Conexión.

c) El Operador del Sistema en coordinación con el Operador de la Red deberá proporcionar a la EGAH, cuando esta lo requiera, las condiciones previas y posteriores a las Fallas a tener en cuenta con respecto a la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje, según los cálculos en el Punto de Conexión, tal y como se especifica en el numeral 20.3 literal b), con relación a:

c.1) La potencia de cortocircuito mínima previa a la Falla en cada Punto de Conexión expresada en MVA;

c.2) El punto de funcionamiento previo a la Falla de la Central o Unidad de Generación de electricidad expresado en salida de Potencia Activa y salida de Potencia Reactiva en el Punto de Conexión; y, el voltaje en el Punto de Conexión; y,

c.3) La potencia de cortocircuito mínima posterior a la Falla en cada Punto de Conexión expresada en MVA.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

d) La Central de Generación deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir operando de forma estable, cuando la trayectoria de los voltajes entre fases con respecto al Voltaje Nominal de la red en el Punto de Conexión, durante una Falla simétrica, dadas las condiciones previas y posteriores a las Fallas señaladas en el numeral 20.3 literal c), permanezca por encima del límite inferior especificado en el numeral 20.3 literal a), a menos que el esquema de protección requiera la desconexión de la red de la Central o Unidad de Generación ante Fallas eléctricas internas. Los ajustes y esquemas de protección para Fallas eléctricas internas de las Unidades de la Central de Generación no deberán comprometer la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje;

e) Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 20.3 literal d), la protección de bajo voltaje deberá ser ajustada por la EGAH considerando la máxima capacidad técnica posible de la Central o Unidad de Generación, a menos que el Operador del Sistema o el Operador de la Red requiera unos ajustes más limitados de conformidad con lo establecido en el numeral 20.5 literal b). La EGAH deberá justificar los ajustes de acuerdo con este principio.

20.4. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría B con respecto al restablecimiento del sistema

a) El Operador del Sistema especificará, en los Procedimientos de Aplicación, las condiciones bajo las cuales una Central de Generación puede volver a conectarse a la red después de una desconexión provocada por una Perturbación en la red;

b) El Operador del Sistema podrá autorizar a la EGAH la instalación de sistemas de reconexión automática previo análisis conjunto con el Operador de Red. En los Procedimientos de Aplicación se especificarán las condiciones bajo las cuales una Central de Generación puede volver a conectarse automáticamente a la red después de una desconexión provocada por una Perturbación en la red;

c) La velocidad de aumento de Potencia Activa será igual o menor al 10% de la Potencia Nominal por minuto $(10\%\ P_{nom}/min)$ y su valor específico será fijado por el Operador del Sistema.

20.5. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría B con respecto a la gestión del sistema

a) Esquemas de control y sus ajustes

a.1) Los esquemas y ajustes de los diferentes dispositivos de control de la Central de Generación, así como los cambios posteriores a dichos esquemas y ajustes, necesarios para la estabilidad de la red y para emprender medidas de emergencia, serán establecidos por el Operador del Sistema con base a los análisis que se realicen en conjunto con el Operador de la Red y la EGAH, lo cual se hará constar en actas suscritas por las partes, que formarán parte de los EUG que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

b) Potencia de cortocircuito, esquemas de protección eléctrica y ajustes

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b.1) El Operador del Sistema para el caso del SNT; o, el Operador de Red de distribución para el caso de un SDD, debe proporcionar a la EGAH una estimación de las contribuciones del sistema a la potencia de cortocircuito mínima y máxima en el Punto de Conexión. El Operador de la Red de transmisión proporcionará al Operador del Sistema, la información que, desde el ámbito de su competencia, le permita al Operador del Sistema realizar los cálculos respectivos.

b.2) El Operador de la Red deberá especificar los esquemas y ajustes necesarios de las protecciones para proteger la red eléctrica.

b.3) Los esquemas de protección de las Unidades de Generación y sus ajustes serán establecidos por el Operador del Sistema con base a los análisis que se realicen en conjunto con el Operador de la Red y la EGAH, lo cual se hará constar en actas suscritas por las partes, que formarán parte de los EUG que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

Los ajustes y esquemas de protección para Fallas eléctricas internas no deberán incidir en la respuesta requerida de la Central de Generación, de acuerdo con los requisitos establecidos en el presente código;

b.4) El sistema de protección eléctrica de las Unidades de Generación deberá prevalecer sobre los controles operativos, considerando la Seguridad del SEP, la seguridad e integridad física de las personas, así como la atenuación de los posibles daños a las Unidades de Generación;

b.5) Los esquemas de protección pueden cubrir los siguientes aspectos:

b.5.1) Cortocircuito externo e interno;

b.5.2) Carga asimétrica (secuencia de fase negativa);

b.5.3) Sobrecarga de Estator y rotor;

b.5.4) Sobreexcitación/subexcitación;

b.5.5) Sobre voltaje/bajo voltaje en el Punto de Conexión;

b.5.6) Sobre voltaje/bajo voltaje en los terminales de la Unidad de Generación;

b.5.7) Oscilaciones de potencia o Frecuencia;

b.5.8) Corriente de magnetización;

b.5.9) Funcionamiento asíncrono (deslizamiento de polos);

b.5.10) Protección contra torsiones inadmisibles sobre el eje (por ejemplo, resonancia subsíncrona);

b.5.11) Protección de línea de la Unidad de Generación;

b.5.12) Protección del transformador de la Unidad de Generación;

b.5.13) Respaldo contra el funcionamiento incorrecto del sistema de protección y equipos de maniobra y corte;

b.5.14) Sobreflujo (V/f);

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b.5.15) Potencia inversa;

b.5.16) Derivada de Frecuencia;

b.5.17) Desplazamiento de voltaje del punto neutro;

b.5.18) Verificación de sincronismo;

b.5.19) Otras protecciones.

b.6) Cualquier cambio en los esquemas de protección de las Unidades de Generación y de la red, así como en sus ajustes, deberá ser autorizado por el Operador del Sistema previo a su implementación, con base a los análisis que se realicen en conjunto con el Operador de la Red y la EGAH, y estudios que sean elaborados por la EGAH. Los nuevos esquemas de protección autorizados se harán constar en actas suscritas por las partes, que formarán parte de los EUG que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

c) La EGAH deberá configurar los dispositivos de protección y control de su Central o Unidad de Generación considerando el siguiente orden de prioridad (de la más alta a la más baja):

c.1) Protección de la red y de las Unidades de Generación;

c.2) Emulación de Inercia, si procede;

c.3) Control de Frecuencia (ajuste de Potencia Activa en MRPFL-O);

c.4) Control de Frecuencia (ajuste de Potencia Activa en regulación secundaria);

c.5) Restricción de potencia; y,

c.6) Restricción de gradiente de potencia.

d) En cuanto al intercambio de información

d.1) Las EGAH deberán cumplir los requisitos establecidos en la Regulación específica, con respecto a la entrega de la información que requiere el Operador del Sistema, y a los equipos y sistemas respectivos, para la supervisión y control en tiempo real del SNI.

ARTÍCULO 21. REQUISITOS GENERALES PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA C

Además de cumplir los requisitos señalados en los ARTÍCULO 19 y ARTÍCULO 20, excepto lo establecido en el numeral 19.1 literal c), numeral 19.3, y numeral 20.1 literal a), las Centrales de Generación categoría C deberán cumplir los requisitos señalados en el presente ARTÍCULO 21.

21.1. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C con respecto a estabilidad de Frecuencia

a) En cuanto a la capacidad de control y el rango de control de la Potencia Activa.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a.1) El sistema de control de las Unidades de Generación deberá ser capaz de lograr que la Central de Generación alcance el Valor de Consigna de Potencia Activa que defina el Operador del Sistema en conformidad con lo que se establezca en los Procedimientos de Aplicación. La Central de Generación debe responder a la Frecuencia desde el límite máximo de regulación al límite mínimo de regulación, y viceversa, en un tiempo máximo de 15 minutos;

a.2) Se deberán ejecutar controles locales manuales en los casos en los que los dispositivos de control remoto automático estén fuera de servicio.

b) Las Unidades de la Central de Generación deberán ser capaces de operar en Modo de Regulación Potencia-Frecuencia (MRPF), considerando lo siguiente:

b.1) La Central de Generación deberá ser capaz de activar su respuesta en Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia de acuerdo con lo establecido en el Gráfico 5 y los parámetros de la Tabla 6, teniendo en cuenta los siguientes aspectos:

b.1.1) En caso de sobrefrecuencia, la respuesta en Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia estará limitada por el Nivel Mínimo de Regulación;

b.1.2) En caso de subfrecuencia, la respuesta en Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia estará limitada por la Potencia Efectiva. De manera excepcional la respuesta de Potencia Activa se limitará a una potencia menor a la efectiva, cuando exista alguna limitación de carácter técnico que lo impida, lo cual deberá ser justificado debidamente por la EGAH.

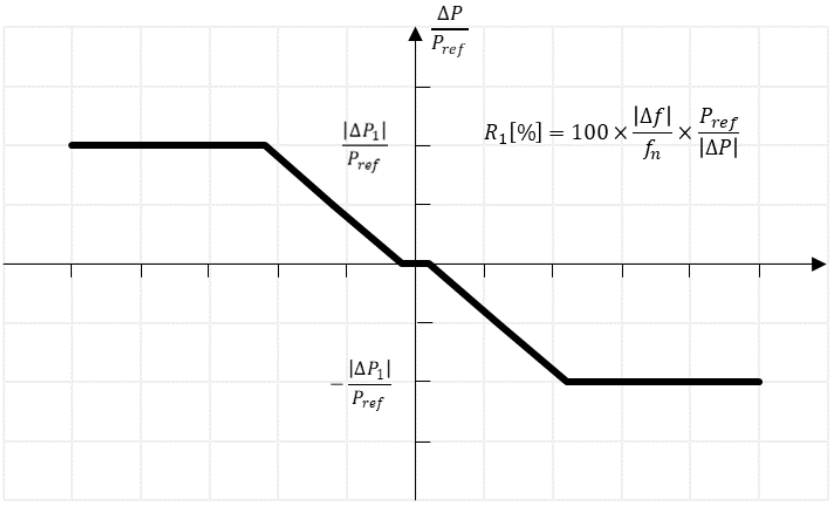
b.1.3) La provisión real de la respuesta en Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia depende de las condiciones de operación de las Unidades de Generación, así como de las condiciones ambientales, al momento de activarse la respuesta, en particular, las limitaciones de operación próximas a la Potencia Nominal a Frecuencias bajas de conformidad con el numeral 20.1 literal c); y, las fuentes de energía primaria disponibles.

Parámetros	**Valores**	
Intervalo de Potencia Activa con relación a la Potencia Nominal $\frac{\Delta P_1}{P_{ref}}$	$3\% - 10\%$	
Insensibilidad de Respuesta a la Frecuencia	Δf_i	$\pm 10\ mHz$
	$\frac{\lvert\Delta f_i\rvert}{f_n}$	0.016%
Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia	$0 — 200\ mHz$ (ajustable)	
Estatismo R_1	$3\ \% — 8\%$	

Tabla 6. Capacidad de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de la Frecuencia de las Unidades de Generación en MRPF (explicación para el Gráfico 5)

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR



[12]

Gráfico 5 Capacidad de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de la Frecuencia, de las Unidades de Generación en MRPF

b.2) La Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia es ajustable en el rango de Frecuencia de $0 — 200\ mHz$. El ajuste inicial es tal que no exceda de $\pm\ 10\ mHz$, a menos que el Operador del Sistema especifique lo contrario.

b.3) El Estatismo de Frecuencia es ajustable en el rango del 3% al 8%. El ajuste inicial es del 4%, a menos que el Operador del Sistema especifique lo contrario;

b.4) La Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia y el Estatismo deberán poder ser ajustados, periódicamente, de acuerdo con lo que especifique el Operador del Sistema, considerando los criterios que se establezcan en los Procedimientos de Aplicación;

b.5) En el caso de una variación de Frecuencia, la Central de Generación deberá ser capaz de activar la respuesta total de la Potencia Activa con la variación de Frecuencia, siguiendo la línea o por encima de la línea que se muestra en el Gráfico 6, y de conformidad con los parámetros especificados en la Tabla 7.

b.6) La activación inicial de la respuesta de Potencia Activa ante una variación de Frecuencia, que deberá darse dentro del tiempo (t_1), no deberá retrasarse indebidamente.

[12] Para Unidades de Generación Síncronas *Pref* es la *Pnom*. Para Unidades de Parque Eléctrico *Pref* es la salida de Potencia Activa real en el momento de alcanzar el umbral para activación de la respuesta de Potencia Activa; o, la *Pnom*, según defina el Operador del Sistema.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Si la activación inicial de la respuesta de la Potencia Activa ante una variación de Frecuencia se da en un tiempo superior a dos (2) segundos, la EGAH deberá proporcionar al Operador del Sistema un informe que contenga los resultados de las pruebas técnicas, y los sustentos de las razones técnicas que hacen que se requiera un tiempo mayor para esta respuesta.

Para Unidades de Generación sin Inercia, el Operador del Sistema puede especificar un tiempo inferior a dos segundos. Si la EGAH no puede cumplir este requisito, deberá proporcionar al Operador del Sistema un informe que contenga los resultados de las pruebas técnicas, y los sustentos de las razones técnicas que hacen que se requiera un tiempo mayor para esta respuesta;

b.7) En los Procedimientos de Aplicación se especificará los criterios técnicos sobre los cuales el Operador del Sistema podrá fijar un tiempo de activación (t_2) mayor a 30 segundos;

b.8) La Unidad de Generación deberá ser capaz de suministrar las reservas totales de regulación potencia-frecuencia durante un período de al menos quince (15) minutos;

b.9) Dentro del tiempo definido en el literal b.8) precedente, el control de Potencia Activa no deberá tener un efecto adverso en la respuesta de Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia de las Unidades de Generación;

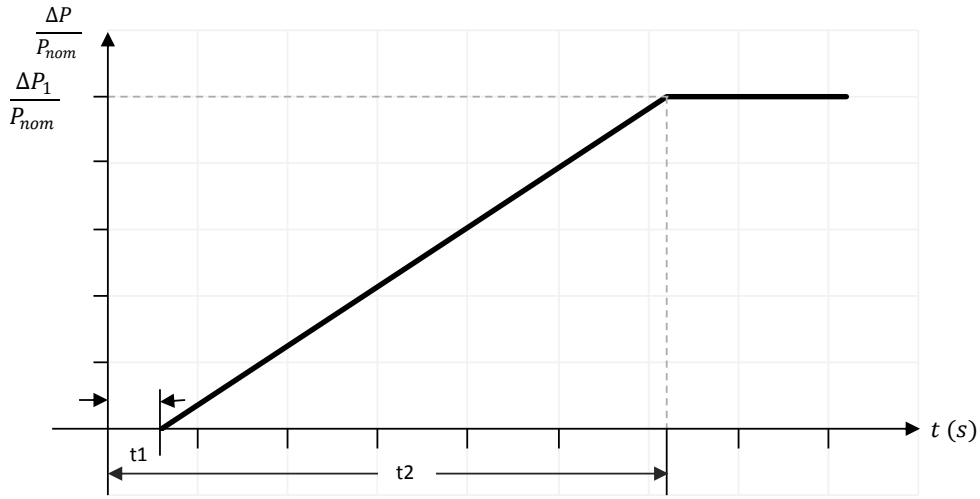


Gráfico 6 Capacidad de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia

Parámetros	Rangos o valores
$\frac{\lvert\Delta P_1\rvert}{P_{nom}}$ Intervalo de Potencia Activa con relación a la Potencia Nominal (intervalo de respuesta a la Frecuencia)	$3\% - 10\%$
t_1 Demora inicial máxima admisible de la respuesta de la Potencia Activa ante una variación de	$2\ segundos$

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

Frecuencia, para Unidades de Generación con Inercia, a menos que se justifique lo contrario de acuerdo con el numeral 21.1 literal b.6)	
t_2 Tiempo máximo de activación total de la Potencia Activa ante una variación de Frecuencia, a menos que el Operador del Sistema establezca tiempos de activación mayores por estabilidad del sistema	$30\ segundos$

Tabla 7. Parámetros de activación completa de la respuesta de Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia (explicación del Gráfico 6)

c) En cuanto a la desconexión debida a subfrecuencia, las Centrales de Generación capaces de actuar como carga y que se encuentren operando en este modo al momento de ocurrencia de una Perturbación, deberán desconectar su carga en caso de subfrecuencia. Este requisito no aplica a los servicios auxiliares;

d) En cuanto al monitoreo en tiempo real del MRPF:

d.1) Para monitorear el funcionamiento de la respuesta frecuencia-potencia, la interfaz de comunicación deberá estar equipada para transferir en tiempo real y de forma segura desde la Central de Generación hasta el Centro de Control del SNI, a instancias del Operador del Sistema, al menos las señales siguientes:

d.1.1) Señal de estado del MRPF (activado/desactivado);

d.1.2) Valor de la salida de Potencia Activa en el Punto de Conexión;

d.1.3) Estatismo y Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia;

d.2) El Operador del Sistema especificará en los Procedimientos de Aplicación las señales adicionales y/o registros que deberá proporcionar la Central de Generación, que le permitan verificar el funcionamiento de la Central de Generación con respecto al suministro de reservas de regulación frecuencia-potencia.

e) De manera complementaria a lo establecido en el numeral 20.1 literal c), la reducción máxima de Potencia Activa no deberá exceder el 10% de la Potencia Nominal (Pnom) en caso de una caída de Frecuencia mayor a 1.5 Hz, conforme se describe en el siguiente Gráfico 7:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

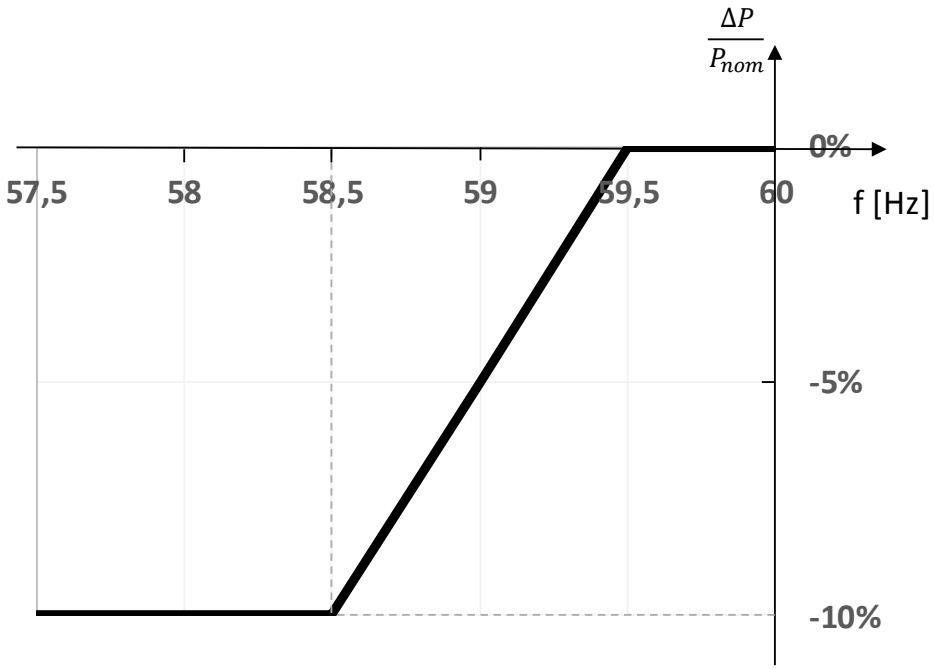


Gráfico 7 Reducción máxima admisible de Potencia Activa con respecto a la Potencia Nominal ante una reducción de la Frecuencia

21.2. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C con respecto a Estabilidad de Voltaje

Una Central de Generación categoría C deberá permanecer conectada a la red y mantenerse en operación, cuando el voltaje en el Punto de Conexión se encuentre dentro del rango especificado en la Tabla 5; y, durante los tiempos mínimos señalados en dicha Tabla 5.

Sin perjuicio de lo señalado en el párrafo precedente las Centrales de Generación categoría C deberán ser capaces de desconectarse automáticamente cuando el voltaje en el Punto de Conexión alcance los valores que especifique el Operador del Sistema, de acuerdo con las condiciones y ajustes que se establezcan en los Procedimientos de Aplicación. Esta capacidad puede ser activada y desactivada según lo indique el Operador del Sistema.

21.3. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C con respecto a la robustez

a) En caso de oscilaciones de potencia, las Unidades de Generación deberán mantener la Estabilidad en Régimen Permanente cuando operen en cualquier punto de funcionamiento del diagrama P-Q;

b) Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 20.1 literal c) y en el numeral 21.1 literal e), las Unidades de Generación deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red y de funcionar sin reducción de potencia, siempre que el voltaje y la Frecuencia permanezcan dentro de los límites especificados en este Código;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

c) Las Unidades de Generación deberán ser capaces de permanecer conectadas a la red durante reconexiones automáticas monofásicas o trifásicas en líneas de red mallada, si es el caso de la red a la que están conectadas. Los detalles de dicho requisito estarán sujetos a la coordinación y los acuerdos sobre los esquemas de protección y sus ajustes en conformidad con lo establecido en el numeral 20.5, literal b).

21.4. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C con respecto al restablecimiento del servicio

a) En cuanto a la capacidad de arranque autónomo:

a.1) Las Unidades de Generación hidroeléctricas deberán ser capaces de arrancar de manera autónoma, sin una fuente de energía externa, en menos de diez (10) minutos.

a.2) Las Unidades de Generación térmicas deberán ser capaces de arrancar de manera autónoma, sin una fuente de energía externa, en menos de quince (15) minutos.

a.3) En los Procedimientos de Aplicación se establecerán las condiciones bajo las cuales el Operador del Sistema podrá especificar un tiempo de arranque completo mayor a los tiempos especificados en los literales a.1)y a.2);

a.4) Una Unidad de Generación con Capacidad de Arranque Autónomo deberá ser capaz de sincronizarse cuando la Frecuencia se encuentre dentro de los límites para operación permanente, definidos en la Tabla 3; y, cuando el voltaje se encuentre dentro de los límites para operación permanente especificados en la Tabla 4; en la Tabla 5; y, en la Tabla 8, según corresponda.

a.5) La Central de Generación deberá ser capaz de regular automáticamente los Huecos de Voltaje provocados por las conexiones de demanda;

a.6) La Central de Generación deberá:

a.6.1) Ser capaz de alimentar la carga o bloques de carga, en conformidad con lo que sea acordado con el Operador del Sistema;

a.6.2) Ser capaz de efectuar una energización progresiva de 0 a 0.9 Vn;

a.6.3) Ser capaz de operar en MRPF, tal como se especifica en el numeral 21.1, literal b);

a.6.4) Controlar la Frecuencia en caso de sobrefrecuencia y subfrecuencia dentro del rango completo de salida de Potencia Activa entre el Nivel Mínimo de Regulación y la Potencia Efectiva; y, considerando la potencia requerida para consumos auxiliares;

a.6.5) Ser capaz de operar en paralelo con otras Unidades de Generación dentro de una isla; y,

a.6.6) Regular el voltaje automáticamente durante la fase de restablecimiento del servicio.

b) En cuanto a la capacidad de participar en isla:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b.1) La Central de Generación deberá ser capaz de operar en isla cuando lo requiera el Operador del Sistema, considerando lo siguiente:

b.1.1) Los límites de Frecuencia para la operación en isla serán los establecidos en la Tabla 3 para el rango de operación permanente;

b.1.2) Los límites de voltaje para la operación en isla serán los establecidos en la Tabla 4, Tabla 5, y Tabla 8, según corresponda, para el rango de operación permanente.

b.2) Las Unidades de una Central de Generación deberán funcionar en MRPF durante el funcionamiento en isla, como se especifica en el numeral 21.1, literal b).

Las Unidades de Generación deberán ser capaces de reducir la salida de Potencia Activa desde un punto de funcionamiento a cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro de su diagrama P-Q. En este sentido, la Unidad de Generación deberá ser capaz de reducir la salida de Potencia Activa, hasta su Nivel Mínimo de Regulación;

b.3) El método para detectar un cambio entre la operación de la Central de Generación integrada al SNI y la operación en isla deberá ser acordado entre la EGAH, el Operador de Red y el Operador del Sistema, bajo la coordinación de este último, de todas formas, el método de detección acordado no deberá basarse exclusivamente en las señales de la aparamenta del Operador de Red. Los acuerdos alcanzados se harán constar en actas suscritas por las partes, las cuales formarán parte de los EUG, que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

c) En cuanto a la capacidad de sincronización rápida:

c.1) En caso de desconexión de la red de una Unidad de Generación, la Unidad de Generación deberá ser capaz de sincronizarse rápidamente de acuerdo con la estrategia de protección acordada entre el Operador de Red, el Operador del Sistema y la EGAH. Los acuerdos alcanzados se harán constar en actas suscritas por las partes, las cuales formarán parte de los EUG, que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras;

c.2) La Unidad de Generación con un tiempo de sincronización mínimo superior a quince (15) minutos después de su desconexión de una fuente de alimentación externa deberá ser capaz de cambiar a modo de operación para alimentación de servicios auxiliares, desde cualquier punto de funcionamiento de su diagrama de capacidad P-Q. En ese caso, la identificación del modo de operación para alimentación de servicios auxiliares no se deberá basar exclusivamente en las señales de posición de la aparamenta del Operador de Red;

c.3) Las Unidades de Generación deberán ser capaces de seguir funcionando tras cambiar al modo de operación para alimentación de servicios auxiliares, independientemente si existe una conexión auxiliar a la red externa. El tiempo de funcionamiento mínimo en este modo es de dos horas.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

21.5. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C con respecto a la gestión del sistema

a) En cuanto a la pérdida de estabilidad angular o a la pérdida de control:

a.1) Las Unidades de Generación deberán ser capaces de permanecer conectadas hasta una separación angular entre el voltaje interno del Generador y el voltaje del sistema de al menos 120°, valor que se considera como el límite entre oscilaciones estables e inestables; y,

a.2) Sin perjuicio de lo establecido en el punto a.1) precedente, una Unidad de Generación deberá ser capaz de desconectarse automáticamente de la red para ayudar a mantener la Seguridad del SEP o para evitar daños a la Unidad de Generación.

b) En cuanto a la instrumentación:

b.1) Las Centrales de Generación deberán estar dotadas de equipos que permitan el registro de Fallas. Estos equipos registrarán al menos los voltajes entre neutro y fase y las corrientes en cada fase en caso de actuación del sistema de protección. En los Procedimientos de Aplicación se deberá especificar los ajustes del equipo de registro de Fallas, incluidas las tasas de muestreo;

b.2) En los Procedimientos de Aplicación se deberá especificar los casos en los que el Operador del Sistema puede requerir equipos adicionales;

b.3) Las Centrales de Generación deberán estar dotadas de PMU, con base a los criterios técnicos definidos en la Regulación específica; y,

b.4) Los dispositivos para monitoreo de la calidad del producto y monitoreo del comportamiento dinámico del sistema deben incluir los medios para que la EGAH y el Operador del Sistema puedan acceder a la información. Los protocolos de comunicación de los datos se sujetarán a lo establecido en la Regulación específica;

c) En cuanto a los modelos de simulación:

c.1) La EGAH deberá entregar al Operador del Sistema, modelos que reflejen el comportamiento de las Unidades de Generación en simulaciones en régimen estacionario y dinámico (componente de 60 Hz) o en simulaciones de transitorios electromagnéticos.

Adicionalmente, la EGAH deberá proporcionar al Operador del Sistema, los resultados de las pruebas de las Unidades de Generación, que permitan al Operador del Sistema compararlos con los resultados de las simulaciones.

c.2) Los modelos que entregue la EGAH deberán contener los siguientes submodelos, dependiendo de la existencia de los componentes individuales:

c.2.1) Generador y motor primario;

c.2.2) Control de velocidad y potencia;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c.2.3) Control de voltaje que incluya el Sistema de Control de la Excitación; y, si corresponde, la función de estabilizador de sistemas de potencia (PSS);

c.2.4) Modelos de protección de Unidades de Generación, según se acuerde entre el Operador de la Red, Operador del Sistema y la EGAH; y,

c.2.5) Modelos de inversor para Unidades de Parque Eléctrico.

c.3) El Operador del Sistema deberá indicar a la EGAH:

c.3.1) El formato en el que se deberán presentar los modelos;

c.3.2) La documentación adicional sobre los diagramas de estructura y los diagramas de bloques del modelo a ser entregados;

c.3.3) El cálculo estimado de la potencia de cortocircuito mínima y máxima en el Punto de Conexión, expresado en MVA, como equivalente de la red.

d) Si el Operador del Sistema considera que es necesario instalar dispositivos adicionales en una Central de Generación con el fin de mantener o restablecer la operación o la Seguridad del SEP, el Operador del Sistema y la EGAH deberán analizar el problema y acordar una solución adecuada;

e) El Operador del Sistema deberá especificar en los Procedimientos de Aplicación, los límites mínimo y máximo de las derivadas de la salida de Potencia Activa (rampas límite), tanto en sentido creciente como decreciente para una Unidad de Generación, teniendo en cuenta las características específicas de tecnología del motor primario;

f) El modo de conexión a tierra del punto neutro de la red de los transformadores elevadores, deberá cumplir las especificaciones del Operador del Sistema, definidas en coordinación con el Operador de la Red pertinente.

21.6. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C en cuanto al intercambio de información

a) Además de cumplir los requisitos señalados en el numeral 21.1, literal d), y lo establecido en la Regulación sobre la supervisión y control en tiempo real del SNI, una Unidad de Generación deberá estar equipada para transferir en tiempo real y de forma segura al Centro de Control del SNI al menos las siguientes señales:

a.1) Valor de la Potencia Reactiva de salida en el Punto de Conexión.

a.2) Valor de las Potencias Activa y Reactiva en bornes de la Unidad de Generación.

a.3) Valor de las Potencias Activa y Reactiva de los sistemas auxiliares de la Unidad de Generación.

a.4) Valor del voltaje en el Punto de Conexión.

a.5) Estado del interruptor del campo de conexión, de propiedad de la EGAH (on/off).

a.6) En caso de transformadores elevadores equipados con cambiadores de taps bajo carga (LTC), identificación de la posición real del tap en funcionamiento.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a.7) Activación del disparo del interruptor debido a un fallo interno en la Central de Generación o activación del sistema de protección de la red de transmisión (on/off).

a.8) Valor de la Frecuencia en el Punto de Conexión.

b) El Operador del Sistema y el Operador de la Red podrán requerir señales adicionales que debe proporcionar la Central de Generación, en conformidad con lo que se establezca en los Procedimientos de Aplicación o en el Contrato de Conexión, según corresponda.

c) Una Central de Generación deberá estar equipada para transferir en tiempo real y de forma segura las señales registradas por el equipo de PMU al sistema WAMS del Operador del Sistema. Adicionalmente, para cada PMU a ser conectada al sistema WAMS del Operador del Sistema, la EGAH adquirirá la licencia de software del PDC, la cual será utilizada por el Operador del Sistema para su correspondiente habilitación en el sistema WAMS.

21.7. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría C con respecto a la calidad del producto.

Las perturbaciones causadas por una Central de Generación, medidas en el Punto de Conexión, deben cumplir con los límites establecidos a continuación:

a) **Parpadeo:** El nivel de severidad de parpadeo de corta duración (Pst) y de parpadeo de larga duración (Plt) de una Central de Generación se calcula de acuerdo con las disposiciones de la norma internacional IEC 61000-4-15, y no debe ser mayor a 0.8 en Pst y 0.6 en Plt en el Punto de Conexión.

El 95% de los valores de Pst y Plt registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos para el Pst y Plt, respectivamente.

El Operador de Red puede establecer niveles diferentes, previo el análisis establecido en el informe técnico IEC 61000-3-7. Los valores mínimos que se puede exigir son 0.35 en Pst y 0.25 en Plt.

b) **Desbalance de voltaje:** La tasa de desbalance de voltaje producida por la Central de Generación en el Punto de Conexión no debe ser mayor a 1.4%.

El 95% de los valores registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor al límite establecido para el desbalance de voltaje.

c) **Armónicos:** La metodología de medición de los armónicos de corriente se sujetará a lo establecido en la norma IEEE Std 519.

El contenido de Armónicos de corriente se mide a través de los armónicos individuales de corriente y el TRD, y sus límites cumplirán lo establecido en la norma IEEE Std 2800.

El 95% de los valores de armónicos de corriente y TRD registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos en la norma IEEE Std 2800.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

d) **Variaciones de voltaje:** La amplitud de cualquier variación de voltaje no debe exceder el 3% del Voltaje Nominal en el Punto de Conexión.

El 95% de los valores registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor al límite establecido en este Código.

ARTÍCULO 22. REQUISITOS GENERALES PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA D

Además de cumplir los requisitos señalados en los ARTÍCULO 19, ARTÍCULO 20 y ARTÍCULO 21, excepto lo establecido en: el numeral 19.1 literal c), numeral 19.2, numeral 19.3, numeral 20.1 literal a), numeral 20.2 y numeral 21.2, las Unidades de Generación categoría D deberán cumplir los requisitos del presente ARTÍCULO 22.

22.1. Requisitos generales con respecto a Estabilidad de Voltaje para Centrales de Generación categoría D

a) Sin perjuicio de lo establecido en el numeral 22.2, una Central de Generación categoría D deberá permanecer conectada a la red y mantenerse en operación, cuando el voltaje en el Punto de Conexión se encuentre dentro del rango especificado en la Tabla 8; y, durante los tiempos mínimos señalados en dicha Tabla.

Voltaje Nominal del punto de conexión (Vn)	**Rango de voltaje** $[p.u.]$	**Tiempo mínimo de operación**
$Vn \geq 138\ kV$	$1.05 — 1.1$	$30\ minutos$
	$0.9 — 1.05$	$Ilimitado$
	$0.85 — 0.9$	$60\ minutos$

Tabla 8. Rangos de voltaje y tiempos mínimos para los cuales una Central de Generación debe permanecer conectada a la red y mantenerse en operación

b) El Operador del Sistema podrá establecer rangos de voltaje más amplios o períodos de tiempo de funcionamiento mínimos más largos, con base al análisis que se realice de manera conjunta con el Operador de la Red y la EGAH. Si los rangos de voltaje más amplios o los tiempos de funcionamiento mínimos más largos resultan económica y técnicamente viables para la EGAH, ésta no deberá negarse sin causa justificada. Los valores que se definan se harán constar en actas suscritas por las partes, las cuales formarán parte de los EUG, que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

c) Sin perjuicio de lo establecido en el literal a) de este apartado, el Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de la Red pertinente, podrá especificar los voltajes en el Punto de Conexión a los que la Central de Generación puede desconectarse automáticamente. Las condiciones y ajustes de desconexión automática deberán ser acordados entre el Operador del Sistema, el Operador de la Red pertinente y la EGAH, bajo la coordinación del Operador del Sistema. Los

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

acuerdos alcanzados se harán constar en actas suscritas por las partes, las cuales formarán parte de los EUG, que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

d) En cuanto a las posiciones del tap del transformador elevador ajustable fuera de carga, en los Procedimientos de Aplicación se especificará las condiciones bajo las cuales el Operador del Sistema puede exigir este tipo de equipo y sus especificaciones, con un máximo de tres posiciones ajustables fuera de carga cuando la Central de Generación se conecte a un voltaje igual o superior a 138 kV, y cinco posiciones cuando la Central de Generación se conecte a un voltaje menor a 138 kV.

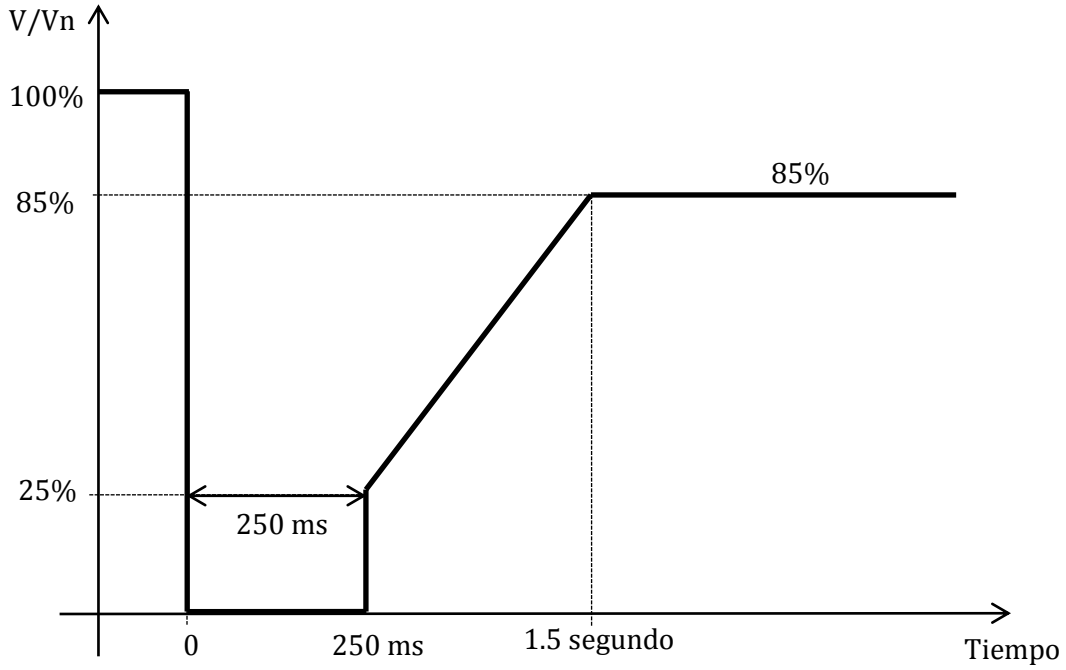
   El cambio de la posición del tap del transformador elevador por parte de la EGAH se sujetará al plazo y condiciones que el Operador del Sistema establezca en los Procedimientos de Aplicación.

22.2. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría D con relación a la robustez

En cuanto a la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje:

a) La Central de Generación deberá ser capaz de permanecer conectada a la red y seguir operando de forma estable después de que el sistema eléctrico haya sufrido una Perturbación debido a Fallas Correctamente Despejadas, dentro de los tiempos y perfiles de voltaje, en el Punto de Conexión, especificados en el Gráfico 8;

   La ilustración describe el límite inferior de la trayectoria de los voltajes entre fases con respecto al Voltaje Nominal de la red, en el Punto de Conexión, durante una Falla simétrica, antes, durante y después de la Falla.



Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

Gráfico 8 Perfil de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de una Unidad de Generación Síncrona o Unidad de Parque Eléctrico categoría D

b) El Operador del Sistema en coordinación con el Operador de la Red especificará y proporcionará a la EGAH las condiciones previas y posteriores a las Fallas que la EGAH debe tener en cuenta con respecto a la capacidad de la Central de Generación de soportar Huecos de Voltaje, según lo señalado en el numeral 20.3 literales b) y c).

22.3. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría D con respecto a la gestión del sistema

a) En cuanto a la sincronización al sistema la Central de Generación deberá cumplir lo siguiente:

a.1) Al poner en marcha una Unidad de Generación, la sincronización deberá ser efectuada por la EGAH sólo después de que lo autorice el Operador del Sistema;

a.2) Las Unidades de la Central de Generación deberán estar equipadas con los dispositivos de sincronización necesarios;

a.3) La sincronización de las Unidades de Generación se podrá realizar dentro del rango de Frecuencia para operación permanente establecido en la Tabla 3;

a.4) El Operador del Sistema, el Operador de la Red pertinente y la EGAH deberán acordar, bajo la coordinación del Operador del Sistema, los ajustes de los dispositivos de sincronización que se deben implementar, con respecto a:

a.4.1) Voltaje;

a.4.2) Frecuencia;

a.4.3) Rango angular de fase;

a.4.4) Secuencia de fases;

a.4.5) La variación de voltaje y Frecuencia.

Los acuerdos alcanzados se harán constar en actas suscritas por las partes, las cuales formarán parte de los EUG, que serán registrados por el Operador del Sistema para efectos de verificaciones futuras.

22.4. Requisitos generales para Centrales de Generación categoría D con respecto a la calidad del producto

Las perturbaciones causadas por una Central de Generación, medidas en el Punto de Conexión, deben cumplir con los límites establecidos a continuación:

a) Parpadeo: El nivel de severidad de parpadeo de corta duración (Pst) y de parpadeo de larga duración (Plt) de una Central de Generación se calcula de acuerdo con las disposiciones de la norma internacional IEC 61000-4-15, y no debe ser mayor que 0.8 en Pst y 0.6 en Plt en el Punto de Conexión.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El 95% de los valores de Pst y Plt, registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos para el Pst y Plt, respectivamente.

El Operador del Sistema puede establecer límites diferentes, pero debe cumplir con el informe técnico IEC 61000-3-7. Los valores mínimos que se pueden exigir son 0.35 en Pst y 0.25 en Plt.

b) Desbalance de voltaje: La tasa de desbalance de voltaje producida por la Central de Generación en el Punto de Conexión no debe superar el 1.4% para voltajes de conexión de hasta 230 kV y el 0.8% para voltajes de conexión superiores a 230 kV.

El 95% de los valores registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor al límite establecido para el desbalance de voltaje.

c) Armónicos: La metodología de medición de los armónicos de corriente se sujetará a lo establecido en la norma IEEE Std 519.

El contenido de Armónicos de corriente se mide a través de los armónicos individuales de corriente y el TRD, y sus límites cumplirán lo establecido en la norma IEEE Std 2800.

El 95% de los valores de armónicos de corriente y TRD registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor a los límites establecidos en la norma IEEE Std 2800.

d) Variaciones de voltaje: La amplitud de cualquier variación de voltaje no debe exceder el 3% del voltaje en el Punto de Conexión.

El 95% de los valores registrados cada 10 minutos, en un periodo de evaluación no inferior a siete (7) días continuos, debe ser menor al límite establecido en este Código.

CAPÍTULO II REQUISITOS APLICABLES A LAS CENTRALES DE GENERACIÓN DE ELECTRICIDAD SÍNCRONAS

ARTÍCULO 23. REQUISITOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA B

A más de los requisitos generales establecidos en los ARTÍCULO 19 y ARTÍCULO 20 para Centrales de Generación categoría B, las Centrales de Generación síncronas categoría B deben cumplir los siguientes requisitos:

23.1. Requisitos para Centrales de Generación síncronas categoría B con relación a la Estabilidad de Voltaje

a) Capacidad de Potencia Reactiva a la Potencia Efectiva

Una Central de Generación síncrona debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva dentro de los límites del diagrama rectangular

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

$V — Q/P_{ef}$ definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 9. El requisito de capacidad de Potencia Reactiva se aplica al Punto de Conexión.

$\frac{Q}{P_{ef}}$ $[p.u.]$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn < 69\ kV$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn = 69\ kV$
$x_1 = 0.33\ pu$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$	$0.9 \cdot Vn$
$x_2 = 0.33\ pu$	$y_2 = 1.1 \cdot Vn$	$1.05 \cdot Vn$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 1.1 \cdot Vn$	$1.05 \cdot Vn$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$	$0.9 \cdot Vn$

Tabla 9. Límites del diagrama $V — Q/Pef$ en el Punto de Conexión dentro del cual la Central de Generación síncrona debe poder suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva

b) Potencia Reactiva complementaria

El Operador del Sistema o el Operador de la Red podrán especificar la Potencia Reactiva complementaria necesaria para las Centrales de Generación síncronas cuyo Punto de Conexión no se encuentre ubicado a la salida de los terminales de alto voltaje del transformador elevador, ni en los terminales del Generador cuando no dispone de un transformador elevador. Esta Potencia Reactiva complementaria deberá compensar la demanda de Potencia Reactiva de la línea o cable de interconexión entre los terminales de alto voltaje del transformador elevador, o los terminales del Generador, según corresponda, y el Punto de Conexión; y deberá ser suministrada por la EGAH;

c) Sistema de control de voltaje

Las Unidades de Generación síncronas deberán estar equipadas con un Sistema de Control de la Excitación, automático y permanente, que les permita proporcionar un voltaje constante en los terminales del Generador a una Valor de Consigna ajustable, y que sea estable en todo el rango de operación de la Unidad de Generación.

23.2. Requisitos para Centrales de Generación síncronas categoría B con relación a la robustez

Las Centrales de Generación síncronas categoría B deberán ser capaces de contribuir a la recuperación de la Potencia Activa después de una Falla. La magnitud y el tiempo de recuperación de la Potencia Activa se sujetará a lo que el Operador del Sistema establezca en los Procedimientos de Aplicación.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

ARTÍCULO 24. REQUISITOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA C

Las Centrales de Generación síncronas categoría C deben cumplir los requisitos señalados en los ARTÍCULO 19, ARTÍCULO 20, ARTÍCULO 21 y ARTÍCULO 23, excepto lo señalado en: numeral 19.1 literal c), numeral 19.3, numeral 20.1 literales a) y d), y numeral 23.1 literal a). Además, deben cumplir los requisitos establecidos en este ARTÍCULO 24.

24.1. Requisitos para Centrales de Generación síncronas categoría C con relación a la Estabilidad de Voltaje

a) Capacidad de Potencia Reactiva a la Potencia Efectiva:

a.1) Una Central de Generación síncrona debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva dentro de los límites del diagrama rectangular $V — Q/P_{ef}$ definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 10.

$\frac{Q}{P_{ef}}$ $[p.u.]$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn < 69\ kV$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn \geq 69\ kV$
$x_1 = 0.41\ pu$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$
$x_2 = 0.41\ pu$	$y_2 = 1.1 \cdot Vn$	$y_2 = 1.05 \cdot Vn$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 1.1 \cdot Vn$	$y_3 = 1.05 \cdot Vn$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$

Tabla 10. Límites del diagrama $V — Q/P_{ef}$ en el Punto de Conexión dentro del cual la Central de Generación síncrona debe poder suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva

a.2) La Central de Generación síncrona deberá ser capaz de operar en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama $V — Q/Pef$ en los períodos de tiempo de consigna que establezca el Operador del Sistema en conformidad con los Procedimientos de Aplicación.

b) Capacidad de Potencia Reactiva por debajo de la Potencia Nominal

Cuando una Unidad de Generación Síncrona se encuentre entregando una Potencia Activa por debajo de la Potencia Efectiva (P<Pef), deberá ser capaz de operar en cada punto de funcionamiento posible de su diagrama P-Q, al menos, hasta el mínimo técnico de operación estable.

Incluso, con una salida de Potencia Activa reducida, el suministro de Potencia Reactiva de la Unidad de Generación Síncrona, en el Punto de Conexión, deberá cumplir de manera completa con el diagrama P-Q, teniendo en cuenta la potencia para suministro de servicios auxiliares y las pérdidas de Potencia Activa y reactiva del transformador elevador.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

24.2. Requisitos para Centrales de Generación síncronas de categoría C con relación a la Estabilidad de la Frecuencia

a) Control remoto de la Frecuencia

La Central de Generación síncrona deberá estar equipada con un equipo para el control remoto de la generación de Potencia Activa cumpliendo con especificaciones del Operador del Sistema. Deberá ser posible ejecutar controles locales manuales en los casos en los que los dispositivos de control remoto automático estén fuera de servicio.

b) Control de Frecuencia automático

La Central de Generación síncrona deberá ofrecer funciones que cumplan las especificaciones del AGC, con el objetivo de restablecer la Frecuencia a su valor nominal; o, de mantener los flujos de intercambio de potencia entre las Zonas Síncronas en sus valores programados, considerando lo siguiente:

b.1) Las Unidades de Generación síncronas deberán ser capaces de operar en cualquier punto de funcionamiento desde el Nivel Mínimo de Regulación hasta la Potencia Efectiva (P_{ef});

b.2) Las Unidades de Generación síncronas no deben presentar más de una zona prohibida de operación;

b.3) La velocidad de toma de carga y descarga deberá ser mayor a 20 MW/min;

b.4) Debe existir una respuesta adecuada a los Valores de Consigna establecidos por el Operador del Sistema para las diferentes condiciones operativas (tiempos de respuesta menores a 4 segundos, que corresponde al ciclo de AGC), en conformidad con los Procedimientos de Aplicación;

b.5) Las Unidades de Generación síncronas deben responder a requerimientos del AGC en intervalos de al menos 1 MW;

b.6) El Operador del Sistema comunicará a la EGAH la información necesaria para la aplicación del sistema de intercambio de información del AGC, en conformidad con los Procedimientos de Aplicación.

b.7) Los requisitos para participar en el AGC estarán indicados en los Procedimientos de Aplicación correspondientes.

ARTÍCULO 25. REQUISITOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA D

Las Centrales de Generación síncronas categoría D deben cumplir los requisitos señalados en los ARTÍCULO 19, ARTÍCULO 20, ARTÍCULO 21, ARTÍCULO 22, ARTÍCULO 23 y ARTÍCULO 24, excepto lo señalado en: numeral 19.1 literal c), numeral 19.3, numeral 20.1 literales a) y d), numeral 20.2, numeral 23.1 literales a) y c); y, numeral 24.1 literal a). Además, deben cumplir los requisitos establecidos en el presente ARTÍCULO 25.

25.1. Requisitos para Centrales de Generación síncronas categoría D con respecto a la Estabilidad de Voltaje

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a) Capacidad de Potencia Reactiva a la Potencia Efectiva:

a.1) Una Central de Generación síncrona debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva dentro de los límites del diagrama rectangular $V — Q/P_{ef}$ definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 11. El requisito de capacidad de Potencia Reactiva se aplica al Punto de Conexión.

$\frac{\mathbf{Q}}{\mathbf{P_{ef}}}$ $[\boldsymbol{pu}]$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión (Vn)**		
	$138\ kV$	$230\ kV$	$500\ kV$
$x_1 = 0.41\ pu$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$
$x_2 = 0.41\ pu$	$y_2 = 1.05 \cdot Vn$	$y_2 = 1.07 \cdot Vn$	$y_2 = 1.05 \cdot Vn$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 1.05 \cdot Vn$	$y_3 = 1.07 \cdot Vn$	$y_3 = 1.05 \cdot Vn$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$

Tabla 11. Límites del diagrama $V — Q/Pef$ según el voltaje en el Punto de Conexión dentro del cual la Central de Generación síncrona debe poder suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva

a.2) La Central de Generación síncrona deberá ser capaz de operar en cualquier punto de su diagrama $V — Q/P_{ef}$ en los períodos de tiempo de consigna que establezca el Operador del Sistema en conformidad con los Procedimientos de Aplicación.

b) La respuesta dinámica de los sistemas de control de voltaje deberán cumplir los criterios que se defina en el procedimiento de aplicación, lo cual será validado mediante pruebas de campo. El Operador del Sistema, el Operador de la Red y la EGAH, suscribirán un acta en la que quede constancia de su cumplimiento, la cual será registrada por el Operador del Sistema para efecto de verificaciones futuras.

c) En el acta mencionada en el literal b) se deberá abordar las especificaciones y la respuesta del Regulador Automático de Voltaje (AVR) en cuanto al Control del Voltaje tanto en régimen permanente como en régimen transitorio, así como las especificaciones y la respuesta del Sistema de Control de la Excitación. Estas últimas deberán incluir:

c.1) La limitación del ancho de banda de la señal de salida para garantizar que la Frecuencia de respuesta más alta no puede excitar oscilaciones torsionales en otras Unidades de Generación conectadas a la red;

c.2) Un Limitador de Subexcitación para evitar que el AVR reduzca la excitación del Generador a un nivel que pondría en riesgo la estabilidad síncrona;

c.3) Un Limitador de Sobrexcitación para garantizar que la excitación del Generador no está limitada a un valor inferior al valor máximo que se puede lograr, a la vez que se garantiza que la Unidad de Generación Síncrona funciona dentro de sus límites de diseño;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c.4) Un limitador de corriente del Estator; y,

c.5) Una función de PSS de doble señal. Cuando el Operador del Sistema determine necesario la implementación de un PSS multibanda, para garantizar el cumplimiento de los criterios de aceptación definidos en los Procedimientos de Aplicación, éste tendrá que ser instalado en las Unidades de Generación.

CAPÍTULO III REQUISITOS APLICABLES A CENTRALES DE GENERACIÓN CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

ARTÍCULO 26. REQUISITOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA B CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

A más de los requisitos generales establecidos en los ARTÍCULO 19 y ARTÍCULO 20, para Centrales de Generación categoría B, las Centrales de Generación categoría B conformadas por Unidades de Parque Eléctrico deben cumplir los siguientes requisitos:

26.1. Requisitos para Centrales de Generación categoría B conformadas por Unidades de Parque Eléctrico con relación a la Estabilidad de Voltaje

a) Capacidad de Potencia Reactiva a la Potencia Efectiva

La Central de Generación debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva dentro de los límites del diagrama rectangular $\boldsymbol{V-Q/P_{ef}}$ definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describe en la siguiente Tabla 12. El requisito de capacidad de Potencia Reactiva se aplica al Punto de Conexión.

$\frac{\boldsymbol{Q}}{\boldsymbol{P_{ef}}}$ $[\boldsymbol{pu}]$	$\frac{\boldsymbol{P}}{\boldsymbol{P_{ef}}}$ **en Punto de Conexión**
$x_1 = 0.33\ pu$	$y_1 = 1\ pu$
$x_2 = 0.33\ pu$	$y_2 = 0.1\ pu$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 0.1\ pu$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 1\ pu$

Tabla 12. Límites de un perfil $P-Q/P_{ef}$ según la Potencia Activa dentro de los cuales el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva cuando el voltaje en el Punto de Conexión es igual al Voltaje Nominal.

Cuando la salida de Potencia Activa de la Central de Generación sea cero, la Potencia Reactiva $\frac{Q}{P_{ef}}$ [pu] suministrada/absorbida en el Punto de Conexión podrá ser inferior a $0.02\ pu$.

b) Inyección de Corriente Rápida de Falla en caso de Fallas trifásicas (simétricas)

El Operador de Red, para el caso de Unidades de Parque Eléctrico a conectarse en un SDD; y, el Operador de Red en coordinación con el Operador del Sistema, para el caso de Unidades de Parque Eléctrico a conectarse en el SNT, podrá solicitar a la

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

EGAH la inyección de Corriente Rápida de Falla, en el Punto de Conexión, ante Fallas trifásicas, considerando lo siguiente:

b.1) La Unidad de Parque Eléctrico debe ser capaz de activar la inyección de Corriente Rápida de Falla de una de las formas siguientes:

b.1.1) Garantizando la inyección de Corriente Rápida de Falla en el Punto de Conexión; o,

b.1.2) Midiendo las variaciones de voltaje en los terminales de las unidades individuales del parque eléctrico e inyectando rápidamente una corriente desde los terminales de dichas unidades.

b.2) El Operador de la Red, en coordinación con el Operador del Sistema cuando corresponda, deberá especificar lo siguiente:

b.2.1) Los criterios respecto a cómo y cuándo determinar una desviación de voltaje, así como sobre el final de la desviación de voltaje;

b.2.2) Las características de la inyección de Corriente Rápida de Falla, incluido el intervalo de tiempo para medir la desviación de voltaje y la Corriente Rápida de Falla;

b.2.3) La sincronización y precisión de la Corriente Rápida de Falla, que podrá incluir varias etapas durante la Falla y tras su despeje.

c) Inyección de Corriente Rápida de Falla en caso de Fallas monofásicas o bifásicas (asimétricas)

El Operador de Red, para el caso de Unidades de Parque Eléctrico a conectarse en un SDD; y, el Operador de Red en coordinación con el Operador del Sistema, para el caso de Unidades de Parque Eléctrico a conectarse en el SNT, podrá solicitar a la EGAH, la inyección de Corriente Rápida de Falla, en el Punto de Conexión, ante la ocurrencia de Fallas monofásicas o bifásicas. El Operador de la Red, en coordinación con el Operador del Sistema cuando corresponda, deberá especificar los requisitos correspondientes.

ARTÍCULO 27. REQUISITOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA C CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Las Centrales de Generación categoría C conformadas por Unidades de Parque Eléctrico deberán cumplir los requisitos señalados en los ARTÍCULO 19, ARTÍCULO 20, ARTÍCULO 21 y ARTÍCULO 26, excepto lo señalado en: numeral 19.1 literal c), numeral 19.3, numeral 20.1 literal a), y numeral 26.1 literal a). Además, deben cumplir los requisitos establecidos en el presente ARTÍCULO 27.

27.1. Requisitos para Centrales de Generación categoría C conformadas por Unidades de Parque Eléctrico con relación a la Estabilidad de Voltaje

a) Capacidad de Potencia Reactiva a la Potencia Efectiva

La Central de Generación debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva dentro del diagrama rectangular $V — Q/P_{ef}$ definido por los

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 13. El requisito de capacidad de Potencia Reactiva se aplica al Punto de Conexión.

$\frac{Q}{P_{ef}}$ $[pu]$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn < 69\ kV$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn \geq 69\text{kV}$
$x_1 = 0.41\ pu$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$
$x_2 = 0.41\ pu$	$y_2 = 1.1 \cdot Vn$	$y_2 = 1.05 \cdot Vn$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 1.1 \cdot Vn$	$y_3 = 1.05 \cdot Vn$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$

Tabla 13. Límites de un perfil $V — Q/P_{ef}$ en el Punto de Conexión dentro de los cuales el parque eléctrico debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva cuando el voltaje en el Punto de Conexión es igual al Voltaje Nominal.

b) Capacidad de Potencia Reactiva por debajo de la Potencia Efectiva

b.1) Al funcionar con una salida de Potencia Activa inferior a la Potencia Efectiva $(P < P_{ef})$, la Central de Generación deberá ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva en cualquier punto de funcionamiento dentro de su diagrama $P - Q/P_{ef}$ definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la Tabla 14, si todas las Unidades del parque eléctrico están técnicamente disponibles, es decir, no están fuera de servicio debido a mantenimiento o avería; de lo contrario, podrá proveer una menor Potencia Reactiva, teniendo en cuenta las disponibilidades técnicas. El requisito de capacidad de suministro/absorción de Potencia Reactiva se aplicará al Punto de Conexión.

$\frac{Q}{P_{ef}}$ $[pu]$	$\frac{P}{P_{ef}}$ **en Punto de Conexión**
$x_1 = 0.41\ pu$	$y_1 = 1\ pu$
$x_2 = 0.41\ pu$	$y_2 = 0.1\ pu$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 0.1\ pu$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 1\ pu$

Tabla 14. Límites de un perfil $P — Q/Pef$ en el Punto de Conexión, dentro de los cuales el parque eléctrico deberá ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva cuando el voltaje en el Punto de Conexión es igual al Voltaje Nominal.

b.2) La Central de Generación deberá ser capaz de operar en cualquier punto de su diagrama $P — Q/P_{ef}$ en los períodos de tiempo de consigna que establezca el Operador del Sistema, en conformidad con los Procedimientos de Aplicación.

c) Potencia Reactiva complementaria

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El Operador del Sistema o el Operador de la Red podrá especificar la Potencia Reactiva complementaria necesaria para las Centrales de Generación cuyo Punto de Conexión no se encuentre ubicado a la salida de los terminales de alto voltaje del transformador elevador, ni en los terminales del Generador cuando no dispone de un transformador elevador. Esta Potencia Reactiva complementaria deberá compensar la demanda de Potencia Reactiva de la línea o cable de interconexión entre los terminales de alto voltaje del transformador elevador, o los terminales del Generador, según corresponda, y el Punto de Conexión; y deberá ser suministrada por la EGAH.

d) Modos de control de la Potencia Reactiva:

d.1) La Central de Generación deberá ser capaz de proporcionar Potencia Reactiva automáticamente mediante un modo de control de voltaje, un modo de control de Potencia Reactiva o un modo de control de Factor de Potencia;

d.2) En el modo de control de voltaje la Central de Generación deberá ser capaz de contribuir al control de voltaje en el Punto de Conexión, mediante el intercambio de Potencia Reactiva con la red, para alcanzar un voltaje de consigna de entre 0.95 y 1.05 pu en pasos no superiores a 0.01 pu, con una pendiente de entre el 2% y el 7% en pasos no superiores al 0.5%. La salida de Potencia Reactiva deberá ser cero cuando el valor de voltaje en la red, en el Punto de Conexión, sea igual al Valor de Consigna de voltaje;

d.3) Se podrá operar a consigna en un rango entre cero y ± 5% del Voltaje Nominal en el Punto de Conexión, en pasos no superiores al 0.5%;

d.4) En caso de escalón de ±2% del Valor de Consigna de voltaje, la Central de Generación deberá ser capaz de realizar el 90% de la variación de Potencia Reactiva requerida para alcanzar el nuevo Valor de Consigna de voltaje, en un tiempo menor a dos punto cinco (2.5) segundos, y de estabilizar el voltaje al nuevo Valor de Consigna en un tiempo menor a diez (10) segundos con una tolerancia de 5% del valor del escalón.

d.5) En el modo de control de Potencia Reactiva, la Central de Generación deberá ser capaz de lograr el Valor de Consigna de Potencia Reactiva en cualquier parte del rango de Potencia Reactiva, especificado en el numeral 27.1 literales a) y b), con pasos de ajuste no superiores a 5 Mvar o al 5% de la Potencia Reactiva total (lo que sea menor), controlando la Potencia Reactiva en el Punto de Conexión con una precisión de ± 5 Mvar o del ± 5% de la Potencia Reactiva total (la que sea menor).

d.6) En el modo de control del Factor de Potencia, la Central de Generación deberá ser capaz de controlar el Factor de Potencia en el Punto de Conexión dentro del rango de Potencia Reactiva requerido, especificado en el numeral 27.1 literales a) y b), con un Factor de Potencia objetivo en pasos no superiores a 0.01.

d.7) El Valor de Consigna de Factor de Potencia, su tolerancia y el período de tiempo para que la Central de Generación alcance la consigna de Factor de Potencia tras un cambio repentino de la salida de Potencia Activa, serán determinados por el Operador del Sistema. La tolerancia de la consigna de Factor de Potencia deberá expresarse a través de la tolerancia de su Potencia Reactiva correspondiente. Esta tolerancia de Potencia Reactiva deberá expresarse

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

mediante un valor absoluto o mediante un porcentaje de la Potencia Reactiva Máxima del parque eléctrico.

d.8) El modo de control de la Potencia Reactiva que se configurará por defecto será el modo de control de voltaje, salvo requerimientos contrarios del Operador del Sistema en coordinación con el Operador de Red. El Operador del Sistema en coordinación con el Operador de Red y la EGAH deberá especificar los Valores de Consigna, así como los otros equipos necesarios para el control remoto del valor de la consigna.

e) Priorización de la aportación de la Potencia Activa o reactiva

En conformidad a lo que se establezca en los Procedimientos de Aplicación, el Operador del Sistema puede especificar si, para cuando se requiera respuesta de la Central de Generación ante Fallas, tendrá prioridad la aportación de Potencia Activa o la aportación de Potencia Reactiva. Si se da prioridad a la aportación de Potencia Activa, este suministro deberá establecerse no después de 150 ms posteriores al comienzo de la Falla;

f) En cuanto al control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia, si lo especifica el Operador del Sistema, la Central de Generación deberá ser capaz de contribuir al amortiguamiento de las oscilaciones de potencia. Las características de control de voltaje y la Potencia Reactiva de las Unidades de Parque Eléctrico, no deberán causar efectos adversos sobre el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia, y más bien, deberán coadyuvar a mejorar el amortiguamiento de las oscilaciones de potencia.

27.2. Requisitos para Centrales de Generación con Unidades de Parque Eléctrico categoría C con relación a la estabilidad de Frecuencia

a) Emulación de Inercia

El Operador del Sistema podrá exigir la Emulación de Inercia a una Central de Generación conformada por Unidades de Parque Eléctrico cuando se presenten variaciones de Frecuencia. En los Procedimientos de Aplicación se deberá especificar el principio de funcionamiento de los sistemas de control instalados para emular Inercia, y los parámetros de rendimiento asociados.

ARTÍCULO 28. REQUISITOS PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA D CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Las Centrales de Generación categoría D conformadas por Unidades de Parque Eléctrico deberán cumplir los requisitos señalados en los ARTÍCULO 19, ARTÍCULO 20, ARTÍCULO 21, ARTÍCULO 22, ARTÍCULO 26 y ARTÍCULO 27, excepto lo señalado en: numeral 19.1 literal c), numeral 19.3, numeral 20.1 literal a), numeral 20.2, numeral 21.3, numeral 26.1 literal a), y numeral 27.1 literal a). Además, deben cumplir los requisitos establecidos en este ARTÍCULO 28.

28.1. Requisitos para Centrales de Generación categoría D conformadas por Unidades de Parque Eléctrico con relación a la Estabilidad de Voltaje

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a) Capacidad de Potencia Reactiva a la Potencia Efectiva:

Una Central de Generación debe ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva dentro de los límites del diagrama rectangular $V - Q/P_{ef}$ definido por los cuatro puntos cuyas coordenadas se describen en la siguiente Tabla 15. El requisito de capacidad de Potencia Reactiva se aplica al Punto de Conexión.

$\frac{Q}{P_{ef}}$ $[pu]$	**Voltaje Nominal en el Punto de Conexión** $Vn \geq 138\ kV$
$x_1 = 0.41\ pu$	$y_1 = 0.9 \cdot Vn$
$x_2 = 0.41\ pu$	$y_2 = 1.1 \cdot Vn$
$x_3 = -0.33\ pu$	$y_3 = 1.1 \cdot Vn$
$x_4 = -0.33\ pu$	$y_4 = 0.9 \cdot Vn$

Tabla 15. Límites de un perfil V-Q/Pef según el voltaje en el Punto de Conexión dentro de los cuales la Unidad de Parque Eléctrico categoría D deberá ser capaz de suministrar/absorber Potencia Reactiva a su Potencia Efectiva.

TÍTULO V PROCESO PREVIO A LA DECLARACIÓN EN OPERACIÓN COMERCIAL DE CENTRALES DE GENERACIÓN/AUTOGENERACIÓN

CAPÍTULO I CENTRALES DE GENERACIÓN/AUTOGENERACIÓN CATEGORÍA A

ARTÍCULO 29. PLANIFICACIÓN DE ETAPA DE PRUEBAS TÉCNICAS Y VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS TÉCNICOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA A

Para que una Central de Generación categoría A pueda ser declarada en Operación Comercial, deberá haber cumplido, de manera satisfactoria, la etapa de Pruebas Técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos.

La EGAH, con una antelación no menor a cuatro (4) meses a la fecha de inicio de Operación Comercial de la Central de Generación, estipulada en su Título Habilitante vigente, entregará al Operador de Red un cronograma detallado que contemple al menos los siguientes hitos y actividades:

a) Inicio y finalización del periodo de ejecución de Pruebas Técnicas y verificación de requisitos técnicos;

b) Detalle de las Pruebas Técnicas específicas a ejecutarse (identificándose aquellas a realizarse con la Central de Generación en sincronismo con el SEP y aquellas a realizarse en forma aislada del SEP);

c) Entrega de certificados por parte de la EGAH al Operador de Red para demostrar que la Central de Generación cumple los requisitos técnicos establecidos en este Código;

d) Entrega al Operador de Red de los datos técnicos de la Central y Unidades de Generación, y de los modelos de las Unidades de Generación;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

e) Inicio de Operación Comercial de la Central de Generación, cuya fecha deberá coincidir con la fecha estipulada en el Título Habilitante vigente de la EGAH; y que a la vez, constituye el hito final del cronograma.

Una vez recibido el cronograma, el Operador de Red, dentro de un término de quince (15) días, verificará que el cronograma contenga los hitos y actividades descritas en el presente ARTÍCULO 29, y determinará la factibilidad de que se realicen las Pruebas Técnicas en las fechas planteadas. De no haber observaciones, el Operador de Red procederá a aprobar el cronograma y notificará formalmente a la EGAH; copia de la notificación se remitirá a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Ministerio del Ramo.

De existir observaciones al cronograma, el Operador de Red, dentro del término establecido en el párrafo anterior, notificará del particular a la EGAH a fin de que se realicen los ajustes necesarios; y, en caso se requieran desplazar algunas actividades del cronograma, el Operador de Red señalará las fechas alternativas a ser consideradas.

En un término de cinco (5) días contados a partir de la notificación de las observaciones por parte del Operador de Red, la EGAH entregará el cronograma ajustado. El Operador de Red dispondrá de un término de cinco (5) días contados a partir de dicha entrega, para revisar y aprobar la nueva versión del cronograma y notificar del particular a la EGAH; copia de la notificación se remitirá a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Ministerio Rector. El Operador de Red no será responsable de retrasos en la aprobación del cronograma por causas imputables a la EGAH.

En la Ilustración 1 se presenta un esquema general del proceso para la aprobación del cronograma, así como de sus hitos y actividades fundamentales, para Centrales o Unidades de Generación categoría A.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

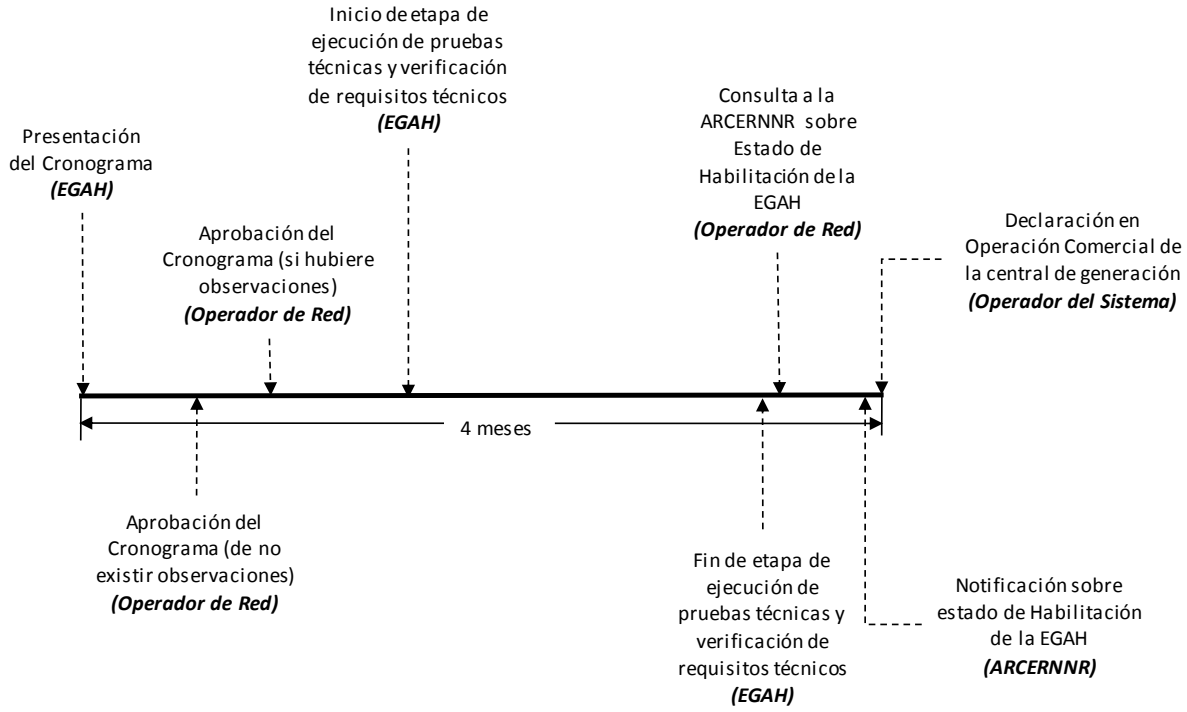


Ilustración 1 Proceso para aprobación de cronograma y ejecución de Pruebas Técnicas, previas a la Declaración en Operación Comercial de Centrales o Unidades de Generación categoría A.

ARTÍCULO 30. ETAPA DE PRUEBAS TÉCNICAS Y VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS TÉCNICOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA A

Durante esta etapa la EGAH debe demostrar ante el Operador de Red, que la Central o las Unidades de Generación cumplen los requisitos técnicos establecidos en el TÍTULO IV de este Código.

La EGAH podrá acreditar el cumplimiento de los requisitos técnicos de su Central de Generación a partir de:

a) Certificados otorgados por los fabricantes de equipos o sistemas;

b) Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas otorgados por un Organismo de Evaluación de la Conformidad o profesional facultado, como resultado de Pruebas Técnicas que se realicen en campo o laboratorio.

El inicio de las Pruebas Técnicas estará sujeto a la autorización del Operador de Red, para lo cual la EGAH deberá solicitar formalmente la autorización para el inicio de las Pruebas Técnicas al Operador de Red, con una antelación de al menos diez (10) días calendario a la fecha establecida en el cronograma aprobado por el Operador de Red.

Junto a la solicitud, la EGAH deberá entregar al Operador de Red copias de los documentos que le permitan verificar que la EGAH cumple los siguientes requisitos:

1. Dispone de un Título Habilitante vigente otorgado por el Ministerio Rector;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

2. Dispone del sistema de medición comercial oficializado por el CENACE, que cumpla lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL-001/16, o aquella que la sustituya;
3. Dispone del Certificado de Conformidad Técnica para Conexión otorgado por el Operador de Red.
4. Dispone del Contrato de Conexión suscrito con el Operador de Red.

El Operador de Red emitirá la autorización para el inicio de la etapa de Pruebas Técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, dentro de un término de cinco (5) días posteriores a la recepción de la solicitud que contenga todos los requisitos señalados en los numerales precedentes.

La ejecución de las Pruebas Técnicas y entrega de certificados por parte de la EGAH; y, la verificación de requisitos técnicos por parte del Operador de Red, deberán cumplirse dentro del periodo establecido en el cronograma aprobado por el Operador de Red, en conformidad con lo establecido en el ARTÍCULO 29 de este Código.

Los costos de las Pruebas Técnicas que sean ejecutadas por un Organismo de Evaluación de la Conformidad o un profesional facultado serán de responsabilidad de la EGAH.

Las Pruebas Técnicas se realizarán, en laboratorio o en sitio, ya sea con la Central de Generación operando en forma aislada o en sincronismo con el SEP, según corresponda. Las Pruebas Técnicas que deban realizarse en sincronismo con el SEP se ejecutarán en coordinación con el Operador de Red.

El Operador de Red, si así lo requiere, podrá participar en el desarrollo de las Pruebas Técnicas, para lo cual la EGAH deberá prestar las facilidades necesarias.

El Operador de Red, sobre la base de la información proporcionada por la EGAH, revisará si la Central de Generación fue sometida a las Pruebas Técnicas respectivas y dispone de los certificados necesarios con los cuales se demuestre que la Central de Generación cumple con todos y cada uno de los requisitos que le corresponde de acuerdo a lo establecido en este Código.

En caso de que el Operador de Red, como resultado de la revisión realizada, identifique que la Central de Generación no cumple con uno o varios de los requisitos establecidos en este Código, o que uno o varios requisitos no fueron verificados a través de Pruebas Técnicas, o no están validados a través de los certificados respectivos, notificará del particular a la EGAH a fin de que complemente la información o subsane las observaciones.

Una vez que el Operador de Red determine que la Central de Generación cumple los requisitos técnicos establecidos en este Código de Conexión, dentro de un término de tres (3) días notificará del particular a la EGAH; copia de la notificación se remitirá a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Operador del Sistema.

Dentro de un término de diez (10) días contados a partir de la finalización de la etapa de Pruebas Técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, la EGAH deberá entregar al Operador de Red, los siguientes documentos e información:

a) Datos técnicos de la Central y Unidades de Generación, en el formato y de acuerdo al detalle que especifique el Operador de Red; y,

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b) Los modelos de las Unidades de Generación, en caso sean requeridos por el Operador de Red.

ARTÍCULO 31. DECLARACIÓN EN OPERACIÓN COMERCIAL DE CENTRALES O UNIDADES DE GENERACIÓN CATEGORÍA A

El Operador de Red, dentro de tres (3) días término posteriores a la conclusión, de manera satisfactoria, de la etapa de Pruebas Técnicas, y de que haya entregado toda la información establecida en el ARTÍCULO 30 de esta Regulación, solicitará a la Agencia de Regulación y Control Competente su pronunciamiento sobre si la EGAH se encuentra habilitada para participar en el sector eléctrico; copia de la notificación se remitirá al Operador del Sistema.

La Agencia de Regulación y Control Competente en un término de cinco (5) días revisará el estado de cumplimiento de las obligaciones normativas de ámbito técnico y comercial y del Título Habilitante de la EGAH, a fin de determinar si se encuentra habilitada para participar en el sector eléctrico.

En caso de que la Agencia de Regulación y Control Competente identifique algún incumplimiento de la EGAH, que le inhabilite a participar en el sector eléctrico, notificará del particular a la EGAH para que subsane los incumplimientos, y una vez que sean subsanados y la EGAH se encuentre al día en el cumplimiento de sus obligaciones, la Agencia de Regulación y Control Competente informará del particular al Operador del Sistema y al Operador de Red.

El Operador del Sistema, dentro de tres (3) días término contados a partir de que: 1) cuente con el pronunciamiento favorable de la Agencia de Regulación y Control Competente con respecto al cumplimiento de obligaciones de la EGAH; 2) cuente con el pronunciamiento favorable del Operador del Red con respecto al cumplimiento de requisitos técnicos de la Central de Generación y entrega de datos técnicos y modelos de la Central de Generación; 3) haya sido notificado por el Operador de Red de que la EGAH ha entregado las garantías técnicas descritas en el ARTÍCULO 16 del presente Código; y, 4) la EGAH haya suscrito y registrado ante el Operador del Sistema los contratos regulados o bilaterales, conforme lo establecido en la Regulación sobre transacciones comerciales; declarará en Operación Comercial a la Central de Generación y lo notificará a la EGAH, al Ministerio Rector, a la Agencia de Regulación y Control Competente, y al Operador de Red. La fecha de inicio de Operación Comercial deberá sujetarse a lo establecido en la Regulación sobre Transacciones Comerciales.

El Operador de Red deberá crear y mantener un registro de los Expedientes de cada Unidad o Central de Generación (EUG), que contenga todos los documentos e información entregados por la EGAH, el Operador del Sistema y el Operador de Red, de manera previa y posterior al inicio de Operación Comercial de la Central de Generación; los EUG deberán ser proporcionados a la Agencia de Regulación y Control Competente cuando este los requiera para efectos de control.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

CAPÍTULO II CENTRALES DE GENERACIÓN/AUTOGENERACIÓN CATEGORÍAS B, C Y D

ARTÍCULO 32. PLANIFICACIÓN DE ETAPA DE PRUEBAS TÉCNICAS Y DE OPERACIÓN EXPERIMENTAL DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍAS B, C Y D

Para que una Central de Generación de las categorías B, C o D pueda ser declarada en Operación Comercial, deberá haber cumplido, de manera satisfactoria, las siguientes etapas:

a) Etapa de Pruebas Técnicas, verificación de cumplimiento de requisitos técnicos y simulaciones; y,

b) Etapa de Operación Experimental.

La EGAH, con una antelación no menor a seis (6) meses a la fecha de inicio de Operación Comercial de la Central de Generación, estipulada en su Título Habilitante vigente, entregará al Operador del Sistema, un cronograma detallado que contemple al menos los siguientes hitos y actividades:

a) Inicio y finalización del periodo de ejecución de Pruebas Técnicas, simulaciones y verificación de requisitos técnicos;

b) Detalle de las Pruebas Técnicas específicas a ejecutarse (identificándose aquellas a realizarse con la Central de Generación operando en sincronismo con el SEP y de forma aislada);

c) Entrega de certificados por parte de la EGAH al Operador del Sistema para demostrar que la Central de Generación cumple los requisitos técnicos establecidos en este Código;

d) Inicio y finalización del periodo de ejecución de la Operación Experimental;

e) Entrega al Operador de Red de los estudios técnicos finales con base a los modelos reales de las Unidades de Generación.

f) Entrega al Operador del Sistema y al Operador de Red de los datos técnicos de la Central y Unidades de Generación, y de los modelos de las Unidades de Generación.

g) Inicio de Operación Comercial de la Central de Generación, cuya fecha deberá coincidir con la fecha estipulada en el Título Habilitante vigente de la EGAH; y a la vez, será el hito final del cronograma;

En caso de que en el Título Habilitante de la EGAH se contemple que la Central de Generación iniciará su Operación Comercial por etapas, el cronograma de pruebas considerará esta particularidad.

Una vez recibido el cronograma, el Operador del Sistema, dentro de un término de quince (15) días, verificará que el cronograma contenga los hitos y las actividades descritas en el presente ARTÍCULO 32, y determinará la factibilidad de que se realicen las Pruebas Técnicas y la Operación Experimental en las fechas planteadas. De no haber observaciones, el Operador del Sistema procederá a aprobar el cronograma y notificará formalmente a la EGAH; copia de la notificación se remitirá a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Ministerio del Ramo.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

De existir observaciones al cronograma, el Operador del Sistema, dentro del término establecido en el párrafo anterior, notificará del particular a la EGAH a fin de que se realicen los ajustes necesarios; y, en caso se requieran desplazar algunas actividades del cronograma, el Operador del Sistema señalará las fechas alternativas a ser consideradas.

En un término de cinco (5) días contados a partir de la notificación de las observaciones por parte del Operador del Sistema, la EGAH entregará el cronograma ajustado. El Operador del Sistema dispondrá de un término de cinco (5) días contados a partir de dicha entrega, para revisar y aprobar la nueva versión del cronograma y notificar del particular a la EGAH; copia de la notificación se remitirá al Ministerio del Ramo, a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Operador de Red. El Operador del Sistema no será responsable de retrasos en la aprobación del cronograma por causas imputables a la EGAH.

En la Ilustración 2 se presenta un esquema general del proceso para la aprobación del cronograma, así como de sus hitos y actividades fundamentales, para Centrales o Unidades de Generación de las categorías B, C o D.

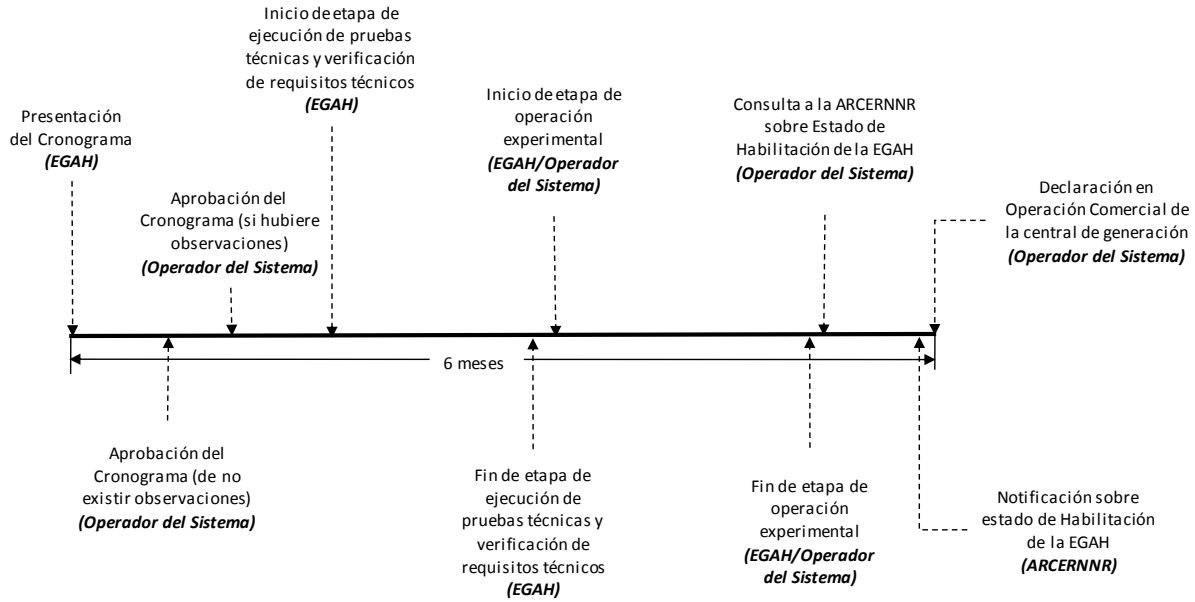


Ilustración 2 Proceso para aprobación de cronograma y ejecución de Pruebas Técnicas y Operación Experimental, previas a la Declaración en Operación Comercial de Centrales o Unidades de Generación categorías B, C o D.

ARTÍCULO 33. ETAPA DE PRUEBAS TÉCNICAS Y VERIFICACIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS TÉCNICOS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍAS B, C Y D

Durante esta etapa la EGAH debe demostrar ante el Operador del Sistema y el Operador de Red, que la Central o las Unidades de Generación cumplen los requisitos técnicos establecidos en el TÍTULO IV de este Código.

La EGAH podrá acreditar el cumplimiento de los requisitos técnicos de su Central de Generación a partir de:

a) Certificados otorgados por los fabricantes de equipos o sistemas;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

b) Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas otorgados por un Organismo de Evaluación de la Conformidad, como resultado de Pruebas Técnicas que se realicen en campo o laboratorio.

El inicio de las Pruebas Técnicas estará sujeto a la autorización del Operador del Sistema en coordinación con el Operador de Red, para lo cual la EGAH deberá solicitar formalmente la autorización para el inicio de Pruebas Técnicas al Operador del Sistema, con una antelación de al menos diez (10) días calendario a la fecha establecida en el cronograma aprobado por el Operador del Sistema.

Junto a la solicitud, la EGAH deberá entregar al Operador del Sistema copias de los documentos que le permitan validar que la EGAH cumple los siguientes requisitos:

1. Dispone de un Título Habilitante vigente otorgado por el Ministerio Rector;
2. Dispone del sistema de medición comercial oficializado por el CENACE, que cumpla lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL-001/16, o aquella que la sustituya;
3. Dispone del Certificado de Conformidad Técnica para Conexión otorgado por el Operador de Red.
4. Dispone del Contrato de Conexión suscrito con el Operador de Red.
5. Dispone de todos los equipos y sistemas necesarios para el monitoreo y control en tiempo real de la Central o Unidad de Generación, oficializados por el CENACE, que cumplan lo establecido en la Regulación Nro. ARCONEL-003/16, o aquella que la sustituya;
6. Ha suscrito las actas de acuerdos con el Operador del Sistema y el Operador de Red con respecto a los ajustes de los sistemas de protección y control asociados al Punto de Conexión, en conformidad con lo establecido en este Código;

El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de Red, emitirá la autorización para el inicio de la etapa de Pruebas Técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, dentro de un término de siete (7) días posteriores a la recepción de la solicitud que contenga todos los requisitos señalados en los numerales precedentes.

La ejecución de las Pruebas Técnicas y entrega de certificados por parte de la EGAH; y, la verificación de requisitos técnicos por parte del Operador del Sistema en coordinación con el Operador de Red, deberán cumplirse dentro del periodo establecido en el cronograma aprobado por el Operador del Sistema, en conformidad con lo establecido en el ARTÍCULO 32 de este Código.

Las Pruebas Técnicas que deben ejecutarse durante esta etapa son las establecidas en: el Capítulo I para Centrales de Generación síncronas; y, en el Capítulo II para Centrales de Generación conformadas por Unidades de Parque Eléctrico, del TÍTULO VI de este Código.

Las Pruebas Técnicas se realizarán, en laboratorio o en sitio, ya sea con la Central de Generación operando en forma aislada o en sincronismo con el SEP, según corresponda. Las Pruebas Técnicas que deban realizarse en sincronismo con el SEP se ejecutarán en coordinación con el Operador del Sistema y el Operador de Red.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El Operador del Sistema y el Operador de Red, si así lo requieren, podrán participar en el desarrollo de las Pruebas Técnicas, para lo cual la EGAH deberá prestar las facilidades necesarias.

Los resultados de las Pruebas Técnicas serán validados por un Organismo de Evaluación de la Conformidad, el cual emitirá, de corresponder, los respectivos Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas, que contendrán el detalle de información y se ajustarán al modelo que establezca el Operador del Sistema en los Procedimientos de Aplicación. Se deberá obtener Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas por cada Unidad de Generación. Los costos que demanden la ejecución de las Pruebas Técnicas y la consecución de los Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas serán de responsabilidad de la EGAH.

Los Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas, así como los certificados otorgados por los fabricantes de equipos o sistemas, serán entregados por la EGAH al Operador del Sistema y al Operador de Red.

Adicionalmente, la EGAH deberá entregar al Operador del Sistema y al Operador de Red, los informes de resultados de las Pruebas Técnicas, que demuestren su funcionamiento tanto en régimen dinámico como permanente, y en los que se incluyan los valores reales medidos durante las pruebas. Los informes deberán sujetarse al formato y contendrán el nivel de detalle de información que requiera el Operador del Sistema, según se defina en los Procedimientos de Aplicación.

Dentro de la etapa de Pruebas Técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, la EGAH deberá realizar adicionalmente las simulaciones establecidas en el Capítulo III para Generadores síncronos y en el Capítulo IV para parques eléctricos, del TÍTULO VI.

Los modelos de simulación de las Unidades de Generación deberán reflejar fielmente su comportamiento en régimen permanente, dinámico y ante transitorios electromagnéticos; por lo tanto, los resultados de las simulaciones deberán guardar concordancia con los resultados obtenidos en las Pruebas Técnicas.

Tanto los modelos de simulación como los resultados de las simulaciones deberán ser validados por un Organismo de Evaluación de la Conformidad, el cual emitirá, de corresponder, los respectivos Certificados de Conformidad, que contendrán el detalle de información y se ajustarán al modelo que establezca el Operador del Sistema en los Procedimientos de Aplicación.

Los Certificados de Conformidad serán entregados por la EGAH al Operador del Sistema y al Operador de Red.

Además, la EGAH deberá entregar al Operador del Sistema y al Operador de Red, 1) los informes de resultados de las simulaciones realizadas que demuestren el funcionamiento dinámico y en régimen permanente de las Centrales o Unidades de Generación; 2) los modelos de las Unidades de Generación utilizados en las simulaciones; y, 3) los datos técnicos de la Central y Unidades de Generación. Los informes y los datos técnicos deberán sujetarse al formato y contendrán el nivel de detalle que requiera el Operador del Sistema, según se defina en los Procedimientos de Aplicación.

El Operador del Sistema, en coordinación con el Operador de Red, dentro de un término de treinta (30) días contados a partir de la entrega de toda la información establecida en el

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

presente ARTÍCULO 33, realizarán la revisión de la información entregada por la EGAH; y, de identificarse que la Central de Generación no cumple con uno o varios de los requisitos técnicos establecidos en este Código, o que uno o varios requisitos no fueron verificados a través de Pruebas Técnicas, o no están validados a través de los certificados respectivos, se notificará del particular a la EGAH, por parte del Operador del Sistema, a fin de que complemente la información o subsane las observaciones.

Una vez que la EGAH complete la información, subsane las observaciones, y el Operador del Sistema en coordinación con el Operador de Red, constate que la Central de Generación ha cumplido con los requisitos técnicos establecidos en este Código, dentro de un término de cinco (5) días notificará del particular, de manera formal, a la EGAH; copia de la notificación se entregará a la Agencia de Regulación y Control Competente.

Dentro de un término de diez (10) días contados a partir de la finalización de la etapa de Pruebas Técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, la EGAH deberá entregar al Operador del Sistema y al Operador de Red los datos técnicos de la Central y Unidades de Generación, en el formato y de acuerdo al detalle que especifique el Operador del Sistema en los Procedimientos de Aplicación.

ARTÍCULO 34. ETAPA DE OPERACIÓN EXPERIMENTAL PARA CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍAS B, C Y D

Las Centrales de Generación que están sujetas al cumplimiento de esta etapa son las de categorías B, C y D.

Previo al inicio de la etapa de Operación Experimental, la EGAH deberá haber concluido de manera satisfactoria la etapa de prueba técnicas y verificación de cumplimiento de requisitos técnicos, y a la vez, deberá haber entregado toda la información señalada en el ARTÍCULO 33 de esta Regulación.

Una vez cumplido lo establecido en el párrafo precedente, la EGAH podrá solicitar al Operador del Sistema la autorización para iniciar la etapa de Operación Experimental.

El Operador del Sistema, dentro de cinco (5) días término a partir de la solicitud autorizará a la EGAH el inicio de la Operación Experimental de la Central de Generación, la cual deberá fijarse dentro de los diez (10) días calendario posteriores a la fecha de notificación de la autorización; copia de la notificación será entregada a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Operador de Red.

En la etapa de Operación Experimental, el Operador del Sistema supervisa la operación continua y estable de la Central de Generación en sincronismo con el sistema.

Como parte de la etapa de Operación Experimental, el Operador del Sistema realizará las pruebas sistémicas, conforme lo definido en los Procedimientos de Aplicación, debiendo verificarse la operación por un período continuo mínimo de 48 horas.

ARTÍCULO 35. DECLARACIÓN EN OPERACIÓN COMERCIAL DE CENTRALES O UNIDADES DE GENERACIÓN CATEGORÍAS B, C Y D

El Operador del Sistema, dentro de tres (3) días término posteriores a la conclusión, de manera satisfactoria, de la etapa de Operación Experimental, solicitará a la Agencia de

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Regulación y Control Competente su pronunciamiento sobre si la EGAH se encuentra habilitada para participar en el sector eléctrico.

La Agencia de Regulación y Control Competente en un término de cinco (5) días revisará el estado de cumplimiento de las obligaciones normativas de ámbito técnico y comercial y del Título Habilitante de la EGAH, a fin de determinar si se encuentra habilitada para participar en el sector eléctrico.

En caso de que la Agencia de Regulación y Control Competente identifique algún incumplimiento de la EGAH, que le inhabilite a participar en el sector eléctrico, notificará del particular a la EGAH para que subsane los incumplimientos, y una vez que sean subsanados y la EGAH se encuentre al día en el cumplimiento de sus obligaciones, la Agencia de Regulación y Control Competente informará del particular al Operador del Sistema y al Operador de Red pertinente.

El Operador del Sistema, dentro de tres (3) días término contados a partir de que: 1) cuente con el pronunciamiento favorable de la Agencia de Regulación y Control Competente con respecto al cumplimiento de obligaciones de la EGAH; 2) haya sido notificado por el Operador de Red de que la EGAH ha entregado las garantías técnicas descritas en el ARTÍCULO 16 del presente Código; y, 3) la EGAH haya suscrito y registrado ante el Operador del Sistema los contratos regulados o bilaterales, conforme lo establecido en la Regulación sobre transacciones comerciales; declarará en operación comercial a la Central de Generación y lo notificará a la EGAH, al Ministerio Rector, a la Agencia de Regulación y Control Competente, y al Operador de Red. La fecha de inicio de Operación Comercial deberá sujetarse a lo establecido en la Regulación sobre Transacciones Comerciales.

El Operador del Sistema deberá crear y mantener un registro de los Expedientes de cada Unidad o Central de Generación (EUG), que contenga todos los documentos e información entregados por la EGAH, el Operador del Sistema y el Operador de Red, de manera previa y posterior al inicio de Operación Comercial de la Central de Generación; los EUG deberán ser proporcionados a la Agencia de Regulación y Control Competente cuando este los requiera para efectos de control.

TÍTULO VI PRUEBAS TÉCNICAS Y SIMULACIONES PARA VERIFICACIÓN DE REQUISITOS

CAPÍTULO I PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS

ARTÍCULO 36. PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA B

36.1. Pruebas para verificar la respuesta de Unidades de Generación categoría B en MRPFL-O

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para modular de forma continua la Potencia Activa a fin de contribuir al control de la Frecuencia en caso de un gran aumento de esta en el sistema. Se deberá verificar los parámetros

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

de régimen permanente de los controles, tales como el Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia, y los parámetros dinámicos, incluida la respuesta a las variaciones de Frecuencia;

b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de Frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio en la Potencia Activa de al menos el 10% de la Potencia Nominal, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia. Si fuese necesario, las señales simuladas de variación de Frecuencia se deberán inyectar simultáneamente en el regulador de velocidad y en el controlador de carga de los sistemas de control, teniendo en cuenta el esquema de dichos sistemas de control;

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

c.1) Los resultados de la prueba, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el numeral 20.1 literal a); y,

c.2) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca.

ARTÍCULO 37. PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA C

Además de las Pruebas Técnicas aplicables a las Centrales de Generación síncronas categoría B, descritas en el ARTÍCULO 36 de este Código, las EGAH propietarias de Centrales de Generación síncronas categoría C deberán llevar a cabo las Pruebas Técnicas establecidas en este ARTÍCULO 37. La prueba técnica señalada en el numeral 37.3 se aplicará exclusivamente a aquellas Centrales de Generación que tengan capacidad de arranque autónomo.

37.1. Pruebas para verificar la respuesta de Centrales de Generación categoría C en MRPF

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para modular de forma continua la Potencia Activa, en todo el rango de funcionamiento entre la Potencia Nominal y la Potencia Mínima, a fin de contribuir al Control de Frecuencia. Se deberá verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia; y, los parámetros dinámicos, incluida la robustez durante la respuesta a las variaciones de Frecuencia;

b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia, así como la capacidad de aumentar o disminuir la salida de Potencia Activa desde el punto de funcionamiento correspondiente. Si fuese necesario, se deberán inyectar simultáneamente señales simuladas de variación de Frecuencia, tanto al regulador de velocidad como al controlador de carga del sistema de control de la Unidad o Central de Generación;

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c.1) El tiempo de activación de la respuesta de Potencia Activa como consecuencia de una variación brusca de frecuencia, dentro de todo el rango de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia, no es superior al estipulado en el numeral 21.1 literal b);

c.2) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca de frecuencia;

c.3) El tiempo de retraso inicial cumple lo establecido en el numeral 21.1 literal b);

c.4) Los ajustes del Estatismo están disponibles dentro del rango especificado en el numeral 21.1 literal b), y el umbral de la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia no es superior al valor especificado en el mismo apartado;

c.5) La Insensibilidad de Respuesta a la Frecuencia, en cualquier punto de funcionamiento, no es mayor que el establecido en el numeral 21.1 literal b).

37.2. Prueba de Control de Frecuencia de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para participar en el Control de Frecuencia;

b) La prueba se considerará correcta si los resultados, tanto para parámetros dinámicos como estáticos, cumplen los requisitos establecidos en el numeral 24.2 literal b).

37.3. Prueba de Capacidad de Arranque Autónomo de Centrales de Generación de electricidad categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad de arranque y puesta en marcha de la Central de Generación, sin suministro de energía eléctrica externo, desde su estado desconectado;

b) La prueba se considerará correcta si el tiempo requerido para la puesta en marcha es menor a los tiempos establecidos en el numeral 21.4 literal a).

37.4. Prueba de cambio a modo de Operación para Consumo Interno ante Falla de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para cambiar al modo de operación para alimentación de servicios auxiliares, y funcionar en esta condición de forma estable;

b) La prueba se deberá efectuar con la Potencia Activa y la Potencia Reactiva con las que operaba la Central de Generación antes del deslastre de carga;

c) El Operador del Sistema tendrá derecho a establecer condiciones adicionales, teniendo en cuenta lo señalado en el numeral 21.4 literal c);

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

d) La prueba se considerará correcta si el cambio al modo de operación para alimentación de servicios auxiliares se realiza correctamente; se ha demostrado el funcionamiento estable en esta condición durante el tiempo establecido en el numeral 21.4 literal c) y, la sincronización con la red se ha realizado correctamente.

37.5. Prueba de capacidad de Potencia Reactiva de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para suministrar o absorber Potencia Reactiva, de conformidad con lo establecido en el numeral 24.1 numerales a) y b);

b) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

b.1) La Central de Generación opera a la Potencia Reactiva Máxima, inductiva y capacitiva, durante al menos una hora, en los siguientes estados de operación:

b.1.1) A Potencia Mínima;

b.1.2) A Potencia Efectiva; y,

b.1.3) A una potencia ubicada entre la Potencia Mínima y la Potencia Efectiva.

b.2) La Central de Generación demuestra que es capaz de cambiar a cualquier Valor de Consigna de Potencia Reactiva dentro del rango acordado entre la EGAH, el Operador de Red y el Operador del Sistema.

ARTÍCULO 38. PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA D

Las Unidades de Generación síncronas categoría D deberán cumplir las Pruebas Técnicas de las Centrales de Generación síncronas categorías B y C de acuerdo con las condiciones establecidas en los ARTÍCULO 36 y ARTÍCULO 37.

CAPÍTULO II PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Las EGAH propietarias de Centrales de Generación conformadas por Unidades de Parque Eléctrico deberán llevar a cabo las siguientes Pruebas Técnicas.

ARTÍCULO 39. PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA B CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

39.1. Pruebas para verificar la respuesta de Centrales de Generación categoría B en MRPFL-O

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para modular de forma continua la Potencia Activa a fin de contribuir al Control de Frecuencia en caso de aumento de esta en el SNI;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b) Se deberá verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como el Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia; y, los parámetros dinámicos;

c) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar un cambio en la Potencia Activa de al menos el 10% de la Potencia Nominal, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia. Para efectuar esta prueba se inyectarán simultáneamente señales simuladas de variación de Frecuencia, con relación a los valores de referencia del sistema de control;

d) La prueba se considerará correcta si los resultados de esta, tanto para parámetros estáticos como dinámicos, cumplen los requisitos establecidos en el numeral 20.1 literal a).

ARTÍCULO 40. PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA C CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Además de las Pruebas Técnicas aplicables a las Centrales de Generación categoría B conformadas por Unidades de Parque Eléctrico, descritas en el ARTÍCULO 39, las EGAH propietarias de Centrales de Generación categoría C conformadas por Unidades de Parque Eléctrico deberán llevar a cabo las Pruebas Técnicas establecidas en este ARTÍCULO 40.

40.1. Pruebas de capacidad de control y del rango de control de la Potencia Activa de Centrales de Generación Categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica del parque eléctrico para operar a una potencia inferior al Valor de Consigna establecido por el Operador del Sistema;

b) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

b.1) La potencia de la Central de Generación se mantiene por debajo del Valor de Consigna; y,

b.2) El Valor de Consigna se alcanza en conformidad con los requisitos establecidos en el numeral 21.1 literal a).

40.2. Pruebas para verificar la respuesta de Centrales de Generación Categoría C en MRPF

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para modular de forma continua la Potencia Activa en todo el rango de funcionamiento entre la Potencia Efectiva y la Potencia Mínima, a fin de contribuir al Control de Frecuencia. Se deberá verificar los parámetros de régimen permanente de los controles, tales como la Insensibilidad de Respuesta a la Frecuencia, el Estatismo, la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia y el rango de regulación, así como los parámetros dinámicos, incluida la respuesta a las variaciones de Frecuencia;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b) La prueba deberá llevarse a cabo mediante la simulación de escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia. Para realizar esta prueba se deberán inyectar señales simuladas de desviación de Frecuencia;

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

c.1) El tiempo de activación de la respuesta de Potencia Activa como consecuencia de una variación de Frecuencia, dentro de todo el rango de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia, no es mayor al establecido en el numeral 21.1 literal b);

c.2) No se producen oscilaciones no amortiguadas después de la respuesta a una variación brusca;

c.3) El tiempo de retraso de la activación inicial de la respuesta cumple lo establecido en el numeral 21.1 literal b);

c.4) El Estatismo puede ajustarse dentro del rango especificado en el numeral 21.1 literal b), y el umbral de la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia no es mayor al valor definido por el Operador del Sistema; y,

c.5) La Insensibilidad de Respuesta a la Frecuencia no es mayor al valor establecido en el numeral 21.1 literal b).

40.3. Pruebas para verificar la capacidad de Potencia Reactiva de Centrales de Generación Categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad técnica de la Central de Generación para suministrar Potencia Reactiva, en adelanto y atraso, de conformidad con lo establecido en el numeral 27.1 literales a) y b);

b) Se deberá realizar la prueba a Potencia Reactiva Máxima, tanto en adelanto como en atraso, bajo las siguientes condiciones:

b.1) Operación por encima del 60% de la Potencia Efectiva durante 30 minutos;

b.2) Operación entre el 30% y el 50% de la Potencia Efectiva durante 30 minutos;

b.3) Operación entre el 10% y el 20% de la Potencia Efectiva durante 60 minutos;

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen los criterios siguientes:

c.1) La Central de Generación funciona a Potencia Reactiva Máxima, tanto en adelanto como en atraso, durante un tiempo no inferior al establecido para cada condición especificada en el numeral 40.3 literal b);

c.2) La capacidad de la Central de Generación para cambiar a cualquier Valor de Consigna de Potencia Reactiva dentro del rango de Potencia Reactiva acordado entre la EGAH, el Operador de Red y el Operador del Sistema; y,

c.3) No actúa el sistema de protección cuando la Central de Generación se encuentra entregando Potencia Reactiva dentro de los límites de

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

funcionamiento especificados por el diagrama de capacidad de Potencia Reactiva.

40.4. Pruebas para verificar la operación en modo de control de voltaje de Centrales de Generación Categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad de la Central de Generación para operar en el modo de control de voltaje de acuerdo con las condiciones establecidas en el numeral 27.1 literal d) incisos del d.2) al d.4);

b) En la prueba se deberá verificar que se cumplen los siguientes parámetros:

b.1) La pendiente, de conformidad con lo establecido en el numeral 27.1 literal d) inciso d.2);

b.2) La precisión de la regulación;

b.3) La insensibilidad de la regulación; y,

b.4) El tiempo de activación de la Potencia Reactiva.

c) La prueba se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

c.1) El rango de regulación y el Estatismo cumplen los parámetros característicos de acuerdo con lo establecido en el numeral 27.1 literal d);

c.2) La insensibilidad del control de voltaje no es superior a 0.01 pu, de conformidad con lo establecido en el numeral 27.1 literal d); y,

c.3) Tras una variación brusca de voltaje de ±2% del Valor de Consigna, el voltaje se ha logrado estabilizar dentro de los tiempos y tolerancia especificados en el 27.1 literal d).

ARTÍCULO 41. PRUEBAS TÉCNICAS DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA D CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Las Centrales de Generación categoría D conformadas por Unidades de Parque Eléctrico estarán sujetos a las pruebas de conformidad de los Centrales de Generación categorías B y C conformadas por Unidades de Parque Eléctrico, establecidas en los ARTÍCULO 39 y ARTÍCULO 40.

CAPÍTULO III SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS

Las EGAH propietarias de Centrales de Generación síncronas deberán llevar a cabo las siguientes simulaciones de conformidad.

ARTÍCULO 42. SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA B

42.1. Simulación de la respuesta de Centrales de Generación síncronas categoría B en MRPFL-O

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la Central de Generación para modular la Potencia Activa en caso de un aumento de la Frecuencia en el sistema, de conformidad con lo establecido en el numeral 20.1 literal a);

b) Se simularán escalones y rampas crecientes de Frecuencia que hagan que la Central de Generación alcance el Nivel Mínimo de Regulación, teniendo en cuenta los ajustes de Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia;

c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:

c.1) El modelo de simulación de las Unidades de Generación valida los resultados obtenidos en la prueba técnica de la respuesta en MRPFL-O descrita en el numeral 36.1; y,

c.2) Los resultados de la simulación guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 20.1 literal a).

42.2. Simulación de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de Centrales de Generación síncronas categoría B

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la Central de Generación para soportar Huecos de Voltaje de conformidad con las condiciones establecidas en el numeral 20.3;

a) La simulación se considerará correcta si los resultados de esta guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 20.3.

ARTÍCULO 43. SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA C

Además de las simulaciones de las Centrales de Generación síncronas categoría B establecidas en el numeral 42.2, las Centrales de Generación síncronas categoría C estarán sujetas a las simulaciones detalladas en este ARTÍCULO 43.

43.1. Simulación de la respuesta de Centrales de Generación síncronas categoría C en MRPF

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar la capacidad de la Central de Generación para modular la Potencia Activa en todo el rango de Frecuencia de conformidad con lo establecido en el numeral 21.1 literal b);

b) Se simularán escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de Frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia;

c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c.1) El modelo de simulación de las Unidades de Generación valida los resultados obtenidos en la prueba técnica de la respuesta en MRPF descrita en el numeral 37.1; y,

c.2) Los resultados de la simulación guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 21.1 literal b).

43.2. Simulación de funcionamiento en isla de Centrales de Generación síncronas categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar que la Central de Generación es capaz de operar en isla de acuerdo con las condiciones establecidas en el numeral 21.4 literal b);

b) La simulación se considerará correcta si la Central de Generación reduce o aumenta la salida de Potencia Activa desde su punto de funcionamiento anterior hasta cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama P-Q sin exceder los límites establecidos en el numeral 21.4 literal b), y se mantiene operando dentro de los límites de Frecuencia y durante los tiempos establecidos en la Tabla 3.

43.3. Simulación de capacidad de Potencia Reactiva de Centrales de Generación síncronas categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar la capacidad de la Central de Generación para proporcionar Potencia Reactiva, en atraso o adelanto, de conformidad con lo establecido en el numeral 24.1 literales a) y b);

b) La simulación se considerará correcta si se cumplen las condiciones siguientes:

b.1) El modelo de simulación de las Unidades de Generación valida los resultados obtenidos en las Pruebas Técnicas de capacidad de Potencia Reactiva descritas en el numeral 37.5; y,

b.2) Los resultados de la simulación guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 24.1 literales a) y b).

ARTÍCULO 44. SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN SÍNCRONAS CATEGORÍA D

Además de las simulaciones de las Centrales de Generación síncronas categoría C establecidas en el ARTÍCULO 43, las Centrales de Generación síncronas categoría D deberán realizar las simulaciones establecidas a continuación.

44.1. Simulación de control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia de Centrales de Generación síncronas categoría D

Se considerará lo siguiente:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

a) La simulación deberá demostrar que el sistema de control (función de PSS) de la Central de Generación es capaz de amortiguar las oscilaciones de Potencia Activa conforme lo establecido en el numeral 25.1 literal c);

b) El amortiguamiento que se logre con el sistema AVR en combinación con la función PSS debe ser mejor que el amortiguamiento que se obtenga con solamente el sistema AVR;

c) La simulación se considerará correcta si se cumplen todas las condiciones siguientes:

c.1) La función PSS amortigua las oscilaciones de Potencia Activa de la Central de Generación dentro del rango de frecuencia especificado por el Operador del Sistema en conformidad con lo que se establezca en los Procedimientos de Aplicación. Dicho rango de frecuencia incluirá las frecuencias del modo local de la Central de Generación y de las oscilaciones de red previstas; y,

c.2) Una reducción de potencia repentina de la Unidad de Generación, de entre 1 y 0.6 pu de la Potencia Nominal, no genera oscilaciones no amortiguadas en la Potencia Activa o reactiva de la Unidad de Generación.

44.2. Simulación de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de Centrales de Generación síncronas categoría D

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar la capacidad de las Unidades de Generación para soportar Huecos de Voltaje de conformidad con las condiciones establecidas en el numeral 22.2 literal a);

b) La simulación se considerará correcta si los resultados de esta guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 22.2 literal a).

CAPÍTULO IV SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Las EGAH propietarias de Centrales de Generación conformadas por Unidades de Parque Eléctrico deberán llevar a cabo las siguientes simulaciones.

ARTÍCULO 45. SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA B CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

45.1. Simulación de la respuesta de Centrales de Generación categoría B en MRPFL-O

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la Central de Generación para modular la Potencia Activa ante incrementos importantes de Frecuencia de conformidad con lo establecido en el numeral 20.1 literal a);

b) Se simularán escalones y rampas crecientes de frecuencia que hagan que el parque eléctrico alcance el Nivel Mínimo de Regulación, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:

c.1) El modelo de simulación de las Unidades de Parque Eléctrico valida los resultados obtenidos en la prueba técnica de la respuesta en MRPFL-O establecida en el numeral 39.1; y,

c.2) Los resultados de la simulación guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 20.1 literal a).

45.2. Simulación de inyección de corriente rápida ante Falla, de Centrales de Generación categoría B

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la Central de Generación para proporcionar una inyección de corriente rápida ante Falla de conformidad con las condiciones establecidas en el numeral 26.1 literal b);

b) La simulación se considerará correcta si los resultados de esta guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 26.1 literal b).

45.3. Simulación de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de parques eléctricos categoría B

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad del parque eléctrico para soportar Huecos de Voltaje de conformidad con las condiciones establecidas en el numeral 20.3;

b) La simulación se considerará correcta si los resultados de esta guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 20.3.

ARTÍCULO 46. SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA C CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Además de las simulaciones de las Centrales de Generación categoría B conformadas por Unidades de Parque Eléctrico establecidas en el ARTÍCULO 45, a excepción de la simulación señalada en el numeral 45.1, las Centrales de Generación categoría C conformadas por Unidades de Parque Eléctrico estarán sujetas a las simulaciones detalladas en el presente ARTÍCULO 46.

46.1. Simulación de la respuesta de Centrales de Generación categoría C en MRPF

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar la capacidad de la Central de Generación para modular la Potencia Activa en todo el rango de Frecuencia en conformidad con lo establecido en el numeral 21.1 literal b);

b) Se simularán escalones y rampas de frecuencia lo suficientemente grandes para activar todo el rango de respuesta de la Potencia Activa ante variaciones de

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Frecuencia, teniendo en cuenta los ajustes del Estatismo y la Banda Muerta de Respuesta a la Frecuencia;

c) La simulación se considerará correcta si se cumple lo siguiente:

c.1) El modelo de simulación de las Unidades de Parque Eléctrico valida los resultados obtenidos en la prueba técnica de la respuesta en MRPF establecida en el numeral 40.2 y,

c.2) Se demuestra que la Central de Generación cumple los requisitos establecidos en el numeral 21.1 literal b).

46.2. Simulación de funcionamiento en isla de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar que la Central de Generación es capaz de operar en isla de acuerdo con las condiciones establecidas en el numeral 21.4 literal b);

b) La simulación se considerará correcta si la Central de Generación reduce o aumenta la salida de Potencia Activa desde su punto de funcionamiento anterior hasta cualquier nuevo punto de funcionamiento dentro del diagrama P-Q sin exceder los límites establecidos en el numeral 21.4 literal b), y se mantiene operando dentro de los límites de Frecuencia y durante los tiempos establecidos en la Tabla 3.

46.3. Simulación de la capacidad para emular Inercia de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar la capacidad de la Central de Generación para emular Inercia ante un evento que cause la disminución de la Frecuencia, en conformidad con lo establecido en el numeral 27.2;

b) La simulación se considerará correcta si el modelo demuestra que las Unidades de Parque Eléctrico cumplen las condiciones establecidas en el numeral 27.2.

46.4. Simulación de la capacidad de Potencia Reactiva de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar que la Central de Generación es capaz de proporcionar Potencia Reactiva, en adelanto o en atraso, en conformidad con lo establecido en el numeral 27.1 literales a) y b);

b) La simulación se considerará correcta si se cumplen todas las condiciones siguientes:

b.1) El modelo de simulación de las Unidades de Parque Eléctrico valida los resultados obtenidos en la prueba técnica de capacidad de Potencia Reactiva establecidas en el numeral 40.3; y,

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b.2) El modelo demuestra que las Unidades de Parque Eléctrico cumplen los requisitos establecidos en el numeral 27.1 literales a) y b).

46.5. Simulación de control de amortiguamiento de oscilaciones de potencia de Centrales de Generación categoría C

Se considerará lo siguiente:

a) La simulación deberá demostrar que la Central de Generación tiene la capacidad de amortiguar las oscilaciones de potencia de conformidad con lo establecido en el numeral 27.1 literal f); y,

b) La simulación se considerará correcta en caso de que el modelo demuestre que cumple con las condiciones descritas en el numeral 27.1 literal f).

ARTÍCULO 47. SIMULACIONES DE CENTRALES DE GENERACIÓN CATEGORÍA D CONFORMADAS POR UNIDADES DE PARQUE ELÉCTRICO

Además de las simulaciones de las Centrales de Generación categorías B y C conformadas por Unidades de Parque Eléctrico establecidas en los ARTÍCULO 45 y ARTÍCULO 46, a excepción de la simulación señalada en el numeral 42.2, las Centrales de Generación categoría D conformadas por Unidades de Parque Eléctrico estarán sujetos a las simulaciones detalladas en este ARTÍCULO 47.

47.1. Simulación de la Capacidad para Soportar Huecos de Voltaje de Centrales de Generación categoría D

Se considerará lo siguiente:

a) Se deberá demostrar mediante simulación la capacidad de la Central de Generación para soportar Huecos de Voltaje de conformidad con las condiciones establecidas en el numeral 22.2.

b) La simulación se considerará correcta si los resultados de esta guardan concordancia con los requisitos establecidos en el numeral 22.2.

CAPÍTULO V VERIFICACIÓN DE REQUISITOS TÉCNICOS DE CENTRALES O UNIDADES DE GENERACIÓN DURANTE EL PLAZO DEL TÍTULO HABILITANTE

Una vez que una Central o Unidad de Generación ingrese en Operación Comercial, se deberán cumplir las siguientes disposiciones.

ARTÍCULO 48. RESPONSABILIDADES DE LAS EGAH

a) Cumplir los requisitos establecidos en este código durante todo el plazo de vigencia de su Título Habilitante.

b) Preservar y dar mantenimiento a todos los bienes, equipos e instalaciones, de su propiedad, afectos al servicio público de energía eléctrica, durante todo el plazo de concesión, en conformidad con lo establecido en la Regulación específica.

c) Notificar al Operador del Sistema y al Operador de Red, cualquier modificación planificada, incidente operacional o avería de la Central o Unidades de Generación, que

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

pudiera afectar de manera temporal al cumplimiento de los requisitos técnicos que le corresponde en conformidad con el presente código.

d) Prestar las facilidades necesarias, tanto al Operador del Sistema como al Operador de Red, para que ejecuten las actividades de supervisión de cumplimiento de requisitos, en conformidad con lo establecido en el ARTÍCULO 49 de este código. De igual manera, deberán prestar las facilidades necesarias a la Agencia de Regulación y Control Competente y al Ministerio Rector, para la ejecución de sus actividades en el ámbito de sus competencias.

ARTÍCULO 49. SUPERVISIÓN DE CUMPLIMIENTO DE REQUISITOS Y SUBSANACIÓN DE INCUMPLIMIENTOS

a) El Operador de Red, para el caso de Centrales de Generación categoría A; y el Operador del Sistema, para el caso de Centrales de Generación categorías B, C y D, sobre la base de la supervisión en tiempo real del SEP, de los análisis post operativos, o de verificaciones en sitio, deberá evaluar que las Centrales o Unidades de Generación de electricidad cumplen los requisitos que les corresponde de acuerdo a este código, durante todo el plazo de concesión, en conformidad con lo que se establezca en los Procedimientos de Aplicación.

b) En caso de que, como resultado de dicha evaluación, el Operador del Sistema, para el caso de Centrales de Generación categorías B, C y D; o el Operador de Red, para el caso de Centrales de Generación categoría A, identifique incumplimientos a uno o varios de los requisitos, informará a la EGAH sobre las novedades encontradas. Copia de la notificación deberá ser entregada a la Agencia de Regulación y Control Competente.

c) La EGAH que considere que las observaciones emitidas por el Operador del Sistema o el Operador de Red carecen de fundamento, deberá entregar al Operador del Sistema o al Operador de Red, según corresponda, dentro de un término de quince (15) días contados a partir de la notificación, los descargos por escrito, con los debidos documentos, datos, análisis u otros elementos que respalden su objeción.

d) El Operador del Sistema o el Operador de Red, según corresponda, dentro de un término de quince (15) días, analizará los descargos presentados por la EGAH, y de ser admitidos procederá a cerrar el trámite informando del particular a la EGAH, caso contrario, notificará a la EGAH, ratificando, modificando o complementando las observaciones con respecto a los incumplimientos identificados. Copia de la notificación deberá ser entregada a la Agencia de Regulación y Control Competente.

e) En caso de que se determine que efectivamente una Central o Unidad de Generación, incumple uno o varios de los requisitos establecidos en el código, la EGAH deberá presentar al Operador del Sistema o al Operador de Red, según corresponda, un plan para subsanar los incumplimientos, cuyo plazo de ejecución deberá guardar conformidad con el nivel de complejidad de los ajustes o adecuaciones que deban realizarse, pero en ningún caso deberá superar los cuatro (4) meses. El plan deberá entregarse en un término no mayor a quince (15) días contados a partir de la notificación señalada en el literal a) o en el literal d), según aplique.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

f) El Operador de Red o el Operador del Sistema, según corresponda, analizará la pertinencia del plan propuesto desde el ámbito de su competencia, y de existir observaciones informará a la EGAH a fin de que realice los ajustes respectivos al plan.

g) El plan, una vez aprobado por el Operador del Sistema o el Operador de Red, según corresponda, deberá ejecutarse según lo planificado. En caso de incumplimiento, el Operador del Sistema, o el Operador de Red, según corresponda, notificará a la Agencia de Regulación y Control Competente para que implemente las acciones de control correspondientes.

h) El plan deberá contemplar la realización de Pruebas Técnicas y simulaciones, que permitan verificar que se han subsanado los incumplimientos y que la Central o Unidad de Generación cumple nuevamente los requisitos establecidos en este código. Las Pruebas Técnicas y simulaciones deberán realizarse en conformidad con lo establecido en el Capítulo I, Capítulo II, Capítulo III y Capítulo IV, según corresponda. Los costos asociados a las Pruebas Técnicas, simulaciones y Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas, son de responsabilidad de la EGAH.

i) Concluidas las pruebas, la EGAH entregará al Operador de Red u Operador del Sistema, según corresponda, los siguientes documentos e información:

Para Centrales de Generación categoría A:

i.1) Datos técnicos actualizados de la Central y Unidades de Generación, en el formato y de acuerdo al detalle que especifique el Operador de Red;

i.2) Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas de las Unidades de Generación, emitidos por un Organismo de Evaluación de la Conformidad o profesional facultado;

i.3) Los modelos de las Unidades de Generación, en caso sean requeridos por el Operador de Red.

Para Centrales de Generación categorías B, C y D:

i.4) Datos técnicos actualizados de la Central y Unidades de Generación, en el formato y con el detalle que especifique el Operador del Sistema;

i.5) Informes de resultados de las Pruebas Técnicas realizadas a las Unidades de Generación, conforme lo establecido en el Capítulo I y en el Capítulo II del TÍTULO VI de este Código, y en los Procedimientos de Aplicación, que demuestren su funcionamiento tanto en régimen dinámico como permanente, y en los que se incluyan los valores reales medidos durante las pruebas. Los informes deberán sujetarse al formato y contendrán el nivel de detalle de información que requiera el Operador del Sistema en los Procedimientos de Aplicación;

i.6) Informes de resultados de las simulaciones realizadas en conformidad con lo establecido en el Capítulo III y en el Capítulo IV del TÍTULO VI de este Código, y en los Procedimientos de Aplicación, que demuestren el funcionamiento dinámico y en régimen permanente de las Unidades de Generación. Los informes deberán sujetarse al formato y contendrán el nivel de detalle de información que requiera el Operador del Sistema, según se defina en los Procedimientos de Aplicación;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

i.7) Certificados de Conformidad de Equipos y Sistemas actualizados, de las Unidades de Generación, emitidos por un Organismo de Evaluación de la Conformidad o profesional facultado;

i.8) Los modelos de las Unidades de Generación actualizados, empleados para las simulaciones establecidas en el Capítulo III y en el Capítulo IV del TÍTULO VI de este Código;

j) El Operador del Sistema, o el Operador de Red, tendrá un término de quince (15) días, contados a partir de la entrega de todos los documentos, para corroborar, sobre la base de la información proporcionada, que la Central de Generación fue sometida a las Pruebas Técnicas correspondientes, de acuerdo a lo establecido en este código; y, si como resultado de dichas pruebas, se determinó que la Central de Generación efectivamente cumple nuevamente con todos y cada uno de los requisitos que le corresponde.

k) En caso de que, como resultado de la revisión efectuada por el Operador del Sistema o el Operador de Red, se identifique que la Central de Generación no cumple con uno o varios de los requisitos establecidos en este código de conexión, o que uno o varios requisitos no fueron verificados a través de pruebas y/o simulaciones; o, no están validados a través de los certificados respectivos, el Operador del Sistema o el Operador de Red, según corresponda, notificará del particular a la EGAH a fin de que se complemente la información o se subsanen las observaciones, requerimiento que deberá ser atendido por la EGAH en un término de hasta quince (15) días.

l) Una vez que la EGAH entregue los documentos completos y suficientes que permita al Operador del Sistema o al Operador de Red constatar que la Central de Generación cumple con los requisitos correspondientes, el Operador del Sistema o el Operador de Red, según corresponda, notificará a la EGAH manifestando su conformidad, e informará a la Agencia de Regulación y Control Competente sobre el particular.

m) El Operador del Sistema o el Operador de Red, según corresponda, deberá actualizar los EUG correspondientes, con los documentos e información proporcionados por la EGAH de acuerdo a lo establecido en este ARTÍCULO 49. Los EUG deberán ser proporcionados a la Agencia de Regulación y Control Competente cuando este la requiera para efectos de control.

ARTÍCULO 50. SUBSANACIÓN DE INCUMPLIMIENTOS EN CASO DE AVERÍAS IDENTIFICADAS POR LA EGAH

En caso de una avería de la Central o Unidades de Generación, identificada por la propia EGAH, que pudiera afectar de manera temporal al cumplimiento de los requisitos técnicos que le corresponde de acuerdo al presente código, conforme lo descrito en el literal c) del ARTÍCULO 48, la EGAH, junto a la notificación entregada al Operador del Sistema u Operador de Red, según corresponda, deberá entregar un plan para subsanar los incumplimientos, y se cumplirá el procedimiento descrito en los literales del e) al m) del ARTÍCULO 49.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

DISPOSICIONES TRANSITORIAS

Primera. - PROCEDIMIENTOS PARA LA APLICACIÓN DEL CÓDIGO DE CONEXIÓN DEL SISTEMA ELÉCTRICO ECUATORIANO

En un plazo de un (1) mes, contado a partir de la expedición de la presente Regulación, el Operador del Sistema elaborará y presentará a la Agencia de Regulación y Control Competente, para su revisión y aprobación, un cronograma para la elaboración o actualización de los Procedimientos de Aplicación del Código de Conexión. El Operador del Sistema deberá considerar dentro del proceso de elaboración de los Procedimientos de Aplicación un espacio para recibir observaciones de los PMSE dirigidas a mejorar su contenido.

El mencionado cronograma deberá ejecutarse en un plazo máximo de un (1) año contado a partir de la aprobación del cronograma por parte de la Agencia de Regulación y Control Competente.

Con respecto a los Procedimientos de Aplicación para las Pruebas Técnicas establecidas en el Capítulo I y en el Capítulo II del TÍTULO VI de este código, el Operador del Sistema podrá proponer la adopción de procedimientos establecidos en normativas o estándares reconocidos internacionalmente que se ajusten a los criterios generales señalados en el Capítulo I y en el Capítulo II del TÍTULO VI de este código.

Sobre la base de los resultados que a futuro se obtengan de la aplicación de los Procedimientos de Aplicación para las Pruebas Técnicas, el Operador del Sistema identificará la necesidad de realizar ajustes a los mismos, que tengan por objeto mejorar los criterios específicos que se aplicarían a las Pruebas Técnicas para evaluar el cumplimiento de los requisitos técnicos que les corresponde a las Centrales de Generación de acuerdo a lo establecido en este código. Las actualizaciones de los procedimientos serán entregadas a la Agencia de Regulación y Control Competente para su revisión y aprobación.

Segunda. - PARTICIPACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA U OPERADOR DE RED EN PROCESOS DE PRUEBAS TÉCNICAS Y SIMULACIONES, PREVIO A LA APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN

Hasta que el Operador del Sistema concluya la elaboración de los Procedimientos de Aplicación para Pruebas Técnicas, y estos sean aprobados por la Agencia de Regulación y Control Competente, el Operador de Red, para el caso de Centrales de Generación categoría A; o el Operador del Sistema, para el caso de Centrales de Generación categorías B, C y D, según corresponda, llevará a cabo, de manera parcial o total, con sus recursos profesionales y tecnológicos disponibles, las Pruebas Técnicas establecidas en el Capítulo I y en el Capítulo II del TÍTULO VI de este código, así como las simulaciones establecidas en el Capítulo III y en el Capítulo IV del TÍTULO VI de este Código; o, de ser el caso, podrá contratar un consultor externo para que lleve a cabo las citadas Pruebas Técnicas y simulaciones bajo los términos que defina el Operador del Sistema u Operador de Red, según corresponda.

Los costos que demande la ejecución de las Pruebas Técnicas y simulaciones, ya sea que los ejecute el Operador del Sistema, el Operador de Red o un consultor externo, serán de responsabilidad de la EGAH.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Tercera. - PARTICIPACIÓN DEL OPERADOR DEL SISTEMA U OPERADOR DE RED EN PROCESOS DE PRUEBAS TÉCNICAS Y SIMULACIONES, A PARTIR DE LA APROBACIÓN DE LOS PROCEDIMIENTOS DE APLICACIÓN Y PREVIO A LA DISPONIBILIDAD DE ORGANISMOS EVALUADORES DE LA CONFORMIDAD

A partir de que sean aprobados los Procedimientos de Aplicación para Pruebas Técnicas, y hasta que en el sector eléctrico ecuatoriano se cuente con Organismos de Evaluación de la Conformidad, locales o externos, de acuerdo a lo establecido en el presente código, el Operador de Red, para el caso de Centrales de Generación categoría A; o el Operador del Sistema, para el caso de Centrales de Generación categorías B, C y D, según corresponda, llevará a cabo, con sus recursos profesionales y tecnológicos disponibles, las Pruebas Técnicas establecidas en el Capítulo I y en el Capítulo II del TÍTULO VI de este código, así como las simulaciones establecidas en el Capítulo III y en el Capítulo IV del TÍTULO VI de este Código; o, podrá contratar un consultor externo para que lleve a cabo las citadas Pruebas Técnicas y simulaciones. En cualquier caso, las Pruebas Técnicas y simulaciones se sujetarán a lo establecido en el presente Código de Conexión y en los Procedimientos de Aplicación para Pruebas Técnicas.

Los costos que demande la ejecución de las Pruebas Técnicas y simulaciones, ya sea que los ejecute el Operador del Sistema, el Operador de Red o un consultor externo, serán de responsabilidad de la EGAH.

De existir Pruebas Técnicas y simulaciones que se encuentren en marcha con base a lo establecido en la Disposición Transitoria Segunda de este Código, a la fecha en que la Agencia de Regulación y Control Competente notifique al CENACE sobre la existencia de Organismos de Evaluación de la Conformidad, las mismas podrán ser concluidas de acuerdo a lo acordado entre las partes.

Cuarta. - ADECUACIÓN DE CENTRALES DE GENERACIÓN PÚBLICAS EN OPERACIÓN

a) Las empresas de generación públicas propietarias de Centrales de Generación de potencias nominales que correspondan a las categorías C o D, que a la fecha de expedición de esta Regulación se encuentren en Operación Comercial, deberán realizar una evaluación del estado de adecuación de sus Unidades de Generación con respecto a los requisitos técnicos establecidos en el presente código que les corresponda en función de su Potencia Nominal.

b) El Operador del Sistema, en un plazo de un (1) mes a partir de la expedición del presente código, elaborará el formato de informe de evaluación que deberán entregar las empresas de generación según lo señalado en el literal a).

c) Con el objeto de coadyuvar en la mencionada evaluación, el Operador del Sistema proporcionará a las EGAH la información pertinente de los análisis post operativos del SNI; además, apoyará a las empresas de generación, de ser el caso, en la ejecución de Pruebas Técnicas de sus Unidades de Generación.

d) En un plazo de dos (2) meses a partir de la expedición del presente Código, las EGAH, de manera coordinada con el Operador del Sistema, elaborarán el cronograma para la evaluación señalada en el literal a) de esta disposición, evaluación que deberá cumplirse en un plazo no mayor a diez (10) meses contados a partir de la expedición del presente código, y deberá contemplar, al menos, las siguientes actividades:

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

d.1) Identificación de los desvíos que tienen las Centrales o Unidades de Generación con respecto a los requisitos que les corresponde, de acuerdo a su categoría, conforme lo establecido en el presente código.

d.2) Identificación de las adecuaciones que, desde el punto de vista físico y tecnológico, son factibles de implementar en la Central o Unidades de Generación, a fin de que se ajusten a uno o varios de los requisitos técnicos establecidos en el presente código, según corresponda.

d.3) Valoración de los costos que implicaría realizar las adecuaciones identificadas como factibles por parte de la EGAH, desde el punto de vista físico y tecnológico.

d.4) Plan para la implementación de las adecuaciones a la Central o Unidades de Generación que sean identificadas como factibles por parte de la EGAH.

El cronograma deberá ser entregado a la Agencia de Regulación y Control Competente para efectos de control.

e) Una vez concluidas las evaluaciones señaladas en esta disposición transitoria, las EGAH entregarán al Operador del Sistema los informes de evaluación respectivos dentro del plazo que se establezca en el cronograma elaborado conforme lo señalado en el literal d).

f) El Operador del Sistema, dentro de un plazo de tres (3) meses contados a partir de la entrega de los informes de evaluación por parte de las EGAH, elaborará, con base a dichos informes, los resultados del planeamiento operativo del SNI y demás insumos que considere necesario, un estudio técnico económico que tenga como objetivo determinar las Centrales o Unidades de Generación, para las cuales resulte beneficioso implementar las adecuaciones identificadas como factibles en los informes de evaluación presentados por las EGAH, con el fin de mejorar la confiabilidad y seguridad de la operación del SNI o la calidad del servicio en alguna zona del SNI.

g) El estudio técnico elaborado por el Operador del Sistema será entregado al Ministerio del Ramo, entidad que, de ser el caso, dispondrá su ejecución a las EGAH que corresponda; y, a la Agencia de Regulación y Control Competente, la inclusión de los costos respectivos en el análisis para la determinación de costos del servicio público de energía eléctrica.

h) Las EGAH que, como resultado del estudio técnico elaborado por el Operador del Sistema, y de acuerdo a lo que disponga el Ministerio del Ramo, les corresponda realizar las adecuaciones a sus Centrales o Unidades de Generación, lo harán en conformidad al plan señalado en el numeral d.4) de esta disposición transitoria, el cual deberá contemplar la realización de Pruebas Técnicas y simulaciones, que permitan verificar que, con las adecuaciones realizadas, las Unidades de Generación cumplirán con los requisitos que fueron previstos cumplir de acuerdo a lo señalado en el numeral d.2) de esta disposición. Las Pruebas Técnicas y simulaciones deberán ejecutarse en conformidad con lo establecido en el Capítulo I, Capítulo II, Capítulo III y Capítulo IV del TÍTULO VI de este Código, según corresponda.

i) En caso de que a la fecha de ejecución de las Pruebas Técnicas y simulaciones no exista un Organismo de Evaluación de la Conformidad, estas serán ejecutadas conforme lo establecido en las Disposiciones Transitorias Segunda o Tercera, según corresponda.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

j) En caso de que las Pruebas Técnicas sean realizadas por un Organismo de Evaluación de la Conformidad, concluidas las mismas, las EGAH entregarán al Operador del Sistema los siguientes documentos e información:

j.1) Datos técnicos actualizados de la Central y Unidades de Generación, en el formato y con el detalle que se especifique en los Procedimientos de Aplicación;

j.2) Informes de resultados de las Pruebas Técnicas realizadas a las Unidades de Generación, conforme lo establecido en el Capítulo I y Capítulo II del TÍTULO VI; y, en los Procedimientos de Aplicación, que demuestren su funcionamiento tanto en régimen dinámico como permanente, y en los que se incluyan los valores reales medidos durante las pruebas. Los formatos de los informes y la información que la EGAH deberá entregar el Operador del Sistema, se sujetará a lo establecido en los Procedimientos de Aplicación;

j.3) Informes de resultados de las simulaciones realizadas en conformidad con lo establecido en el Capítulo III y Capítulo IV del TÍTULO VI; y, en los Procedimientos de Aplicación, que demuestren el funcionamiento dinámico y en régimen permanente de las Unidades de Generación. Los formatos de los informes y la información que la EGAH deberá entregar al Operador del Sistema, se sujetará a lo establecido en los Procedimientos de Aplicación;

j.4) Certificado de Conformidad de Equipos y Sistemas de las Unidades de Generación, emitidos por el Organismo de Evaluación de la Conformidad; y,

j.5) Los modelos de las Unidades de Generación, actualizados, empleados para las simulaciones establecidas en el Capítulo III y Capítulo IV del TÍTULO VI de este código;

k) El Operador del Sistema tendrá un término de diez (10) días a partir de la entrega de todos los documentos, para corroborar sobre la base de la información proporcionada, a modo de check-list, lo siguiente:

k.1) Que la Central de Generación fue sometida a las Pruebas Técnicas que le corresponde, en conformidad con lo establecido en este código; y,

k.2) Si como resultado de dichas pruebas, se determinó que la Central de Generación efectivamente cumple con los requisitos técnicos que se tenía previsto cumplir una vez implementadas las adecuaciones.

l) En caso de que, como resultado de la revisión efectuada por el Operador del Sistema, se identifique que la Central de Generación no cumple con uno o varios de los requisitos que se habían previsto cumplirlos, o que uno o varios requisitos no fueron verificados a través de Pruebas Técnicas, o no están validados a través de los certificados respectivos, el Operador del Sistema notificará del particular a la EGAH a fin de que se complemente la información o se subsanen las observaciones, requerimiento que deberá ser atendido por la EGAH en un término de quince (15) días.

m) Una vez que la Empresa de Generación entregue los documentos completos y suficientes que permitan al Operador del Sistema constatar que la Central de Generación cumple con los requisitos correspondientes, el Operador del Sistema notificará a la EGAH manifestando su conformidad, e informará a la Agencia de Regulación y Control Competente sobre el particular.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El Operador del Sistema deberá elaborar un EUG por cada Unidad de Generación, con los documentos e información proporcionados por la EGAH de acuerdo a lo establecido en esta disposición general. Los EUG deberán ser proporcionados a la Agencia de Regulación y Control Competente cuando esta lo requiera para efectos de control.

DISPOSICIÓN DEROGATORIA

Deróguese los siguientes cuerpos normativos:

a) Regulación Nro. ARCONEL-002/16 "Requisitos y procedimiento para las etapas de pruebas técnicas y de operación experimental, previas al inicio de la Operación Comercial de centrales o unidades de generación".

b) Regulación Nro. ARCONEL-004/15 "Requerimientos Técnicos para la Conexión y Operación de Generadores Renovables No Convencionales a Las Redes de Transmisión y Distribución".

c) Además, se derogan las disposiciones que, sobre la misma temática abordada en el presente Código, consten en las siguientes Regulaciones:

   c.1) Regulación Nro. ARCERNNR 002/23 «*Generación eléctrica a partir de residuos o desechos sólidos no peligrosos municipales*»

   c.2) Regulación Nro. ARCERNNR-005/21 «*Participación de Autogeneradores y Cogeneradores en el Sector Eléctrico*»

   c.3) Regulación Nro. ARCERNNR-002/21 «*Marco normativo para la participación en generación distribuida de empresas habilitadas para realizar la actividad de generación*»

DISPOSICIÓN FINAL

VIGENCIA: Esta Regulación entrará en vigencia partir de la fecha de su expedición, sin perjuicio de su publicación en el Registro Oficial.

De su aplicación se encargará la Agencia de Regulación y Control de Electricidad, en el ámbito de sus competencias.

Dado en la ciudad de San Francisco de Quito, Distrito Metropolitano, a los cuatro días del mes de septiembre del año dos mil veinticuatro.

Firmado electrónicamente por:
FRANKLIN FABIAN ERREYES TOCTO

Msc. Franklin Fabián Erreyes Tocto
Director Ejecutivo
Secretario del Directorio
Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

ANEXO A

MODELO DE CONTRATO DE CONEXIÓN

COMPARECIENTES

Comparecen a la celebración del presente CONTRATO DE CONEXIÓN, por una parte la empresa ....., (titular de un Título Habilitante vigente para realizar la actividad de Generación/Autogeneración), representada legalmente por …… (nombre del Representante Legal), de acuerdo al nombramiento que acompaña, a quien para efectos del presente contrato se le llamará USUARIO DE RED, y por otra, la Empresa Eléctrica……(razón social del Operador de Red), debidamente representada por su Gerente General/Presidente Ejecutivo ……., conforme al nombramiento que se adjunta, a quien para efectos de este contrato se llamará el OPERADOR DE RED, al tenor de las siguientes cláusulas:

CLÁUSULA I. ANTECEDENTES

a) El OPERADOR DE RED con fecha…… obtuvo el Título Habilitante para la prestación del servicio público de (transmisión / distribución y comercialización de energía eléctrica).

b) El OPERADOR DE RED, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 54 del RGLOSPEE tiene la obligación de permitir el libre acceso al SNT a: Generadores, Autogeneradores, Distribuidoras, grandes consumidores y usuarios finales que por sus características de demanda lo requieran, siempre y cuando se cumplan los requisitos técnicos, legales y económicos establecidos en la normativa vigente, en el Título Habilitante y en el Contrato de Conexión, según corresponda. (para empresas de transmisión)

c) El OPERADOR DE RED, de acuerdo a lo dispuesto en el artículo 59 del RGLOSPEE tiene la obligación de permitir el libre acceso a su Sistema de Distribución a Generadores, Autogeneradores y grandes consumidores, siempre y cuando se cumplan los requisitos técnicos, legales y económicos establecidos en la normativa aplicable y en el Contrato de Conexión. (para empresas de distribución y comercialización)

d) El Ministerio del Ramo otorgó a la empresa…… (Generador/Autogenerador) el Título Habilitante para el financiamiento, construcción, administración, operación y desmantelamiento de la Central de Generación denominada ……. de …… MW de Potencia Nominal, el cual fue suscrito entre las partes con fecha…….

e) El OPERADOR DE RED, mediante oficio Nro. ……. de…… (fecha) otorgó al USUARIO DE RED el Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo para la Central de Generación que se describe en la Cláusula Séptima de este contrato.

CLÁUSULA II. MARCO NORMATIVO APLICABLE

Es aplicable a este contrato la siguiente normativa.

Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Reglamento General a la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

(Se incluirán otras normativas aplicables como Regulaciones específicas e Instructivos de Conexión del OPERADOR DE RED aprobados por la Agencia de Regulación y Control Competente)

CLÁUSULA III. DOCUMENTOS HABILITANTES

a) Copia certificada del nombramiento del representante legal del OPERADOR DE RED;

b) Copia certificada del nombramiento del representante legal del USUARIO DE RED;

c) Certificado de Factibilidad de Conexión Definitivo;

Además, forman parte de este Contrato, sin necesidad de protocolización, los siguientes documentos:

ANEXOS DEL CONTRATO DE CONEXIÓN

ANEXO A.1: Definición de términos.

ANEXO A.2: Descripción de equipos e instalaciones que forman parte del Campo de Conexión, mediante los cuales se materializa la vinculación eléctrica del USUARIO DE RED a la Red de Transporte de Electricidad. Incluye entre otros: equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicación, medición, control y auxiliares y, línea de interconexión. (Se debe especificar la propiedad de estos componentes)

ANEXO A.3: Estándares y especificaciones de obras, instalaciones, equipos y línea de interconexión.

ANEXO A.4: Estudios de coordinación de protecciones.

ANEXO A.5: Esquema de protecciones.

ANEXO A.6: Diagramas unifilares.

ANEXO A.7: Costos unitarios de trabajos de mantenimiento (cuando aplique).

CLÁUSULA IV. OBJETO DEL CONTRATO

Definir las responsabilidades, derechos y obligaciones, tanto del OPERADOR DE RED como del USUARIO DE RED, y otras condiciones con relación al libre acceso otorgado para la conexión de la Central de Generación definida en la Cláusula VI de este Contrato, al punto de la Red de Transporte de Electricidad descrito en la Cláusula VII de este Contrato.

CLÁUSULA V. INTERPRETACIÓN DE TÉRMINOS

Los términos señalados en este contrato serán interpretados en el sentido literal y obvio, por tanto, las partes acuerdan aceptar su real significado. En caso de conflicto entre el texto del Contrato y cualquiera de sus Anexos, prevalecerá el texto del Contrato. De mantenerse controversia en la interpretación, se aplicará lo establecido en la Codificación del Código Civil Ecuatoriano, en su Libro IV, las normas contenidas en el Título XIII: "De la Interpretación de los Contratos".

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

La interpretación de los términos técnicos utilizados en el texto del presente Contrato se sujetará a las definiciones establecidas en el ANEXOS DEL CONTRATO DE CONEXIÓN

ANEXO A.1, Definición de Términos. En lo no previsto en el ANEXOS DEL CONTRATO DE CONEXIÓN

ANEXO A.1, se aplicará las definiciones constantes en el marco normativo aplicable.

CLÁUSULA VI. DATOS GENERALES DE LA CENTRAL DE GENERACIÓN

El USUARIO DE RED declara las siguientes características de la Central de Generación:

Nombre: .....

Potencia Nominal: ..... megavatios (MW)

Voltaje de generación: ..... (kV)

Tecnología: ..... (Hidroeléctrica/Fotovoltaica/Eólica/Térmica/Otras)

Características técnicas de la Central de Generación: .....(describir de manera general otras características principales de la Central de Generación e instalaciones)

Ubicación de la central:

Provincia:	.....	Cantón:	.....
Parroquia:	.....	Referencia	.....

Ubicación georreferenciada (coordenadas X y Y; sistema de proyección UTM, Datum WGS84, Zona 17 Sur): .....

CLÁUSULA VII. CAMPO DE CONEXIÓN, SISTEMAS DE CONTROL, MONITOREO Y MEDICIÓN.

Ubicación del Campo de Conexión

La ubicación del Campo de Conexión a través del cual se vincula la Central de Generación a la Red de Transporte de Electricidad se describe a continuación:

Nombre de la Subestación/Bahía o estructura: .....

Ubicación georreferenciada (coordenadas X y Y; sistema de proyección UTM, Datum WGS84, Zona 17 Sur): .....

Voltaje Nominal del Punto de Conexión: .....(kV)

Provincia:	.....	Cantón.	.....
Parroquia:	.....	Calle Principal:	.....
Calle Secundaria:	.....	Referencia:	.....

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Propiedad de equipos e instalaciones del Campo de Conexión y de sistemas de control, monitoreo y medición.

Mediante……(describir el trámite administrativo llevado a cabo) se formalizó la transferencia de propiedad, sin costo alguno, del USUARIO DE RED al OPERADOR DE RED, de los bienes descritos en el ANEXO A.2 de este Contrato. El USUARIO DE RED renuncia a realizar algún reclamo futuro al OPERADOR DE RED sobre la enajenación de los citados bienes.

Los equipos e instalaciones del campo de conexión que son de propiedad del OPERADOR DE RED y los de propiedad del USUARIO DE RED, así como los puntos físicos que delimitan los equipos de propiedad de las partes, tanto del campo de conexión como de los sistemas de control, monitoreo y medición, se detallan en el ANEXO A.2 del presente Contrato.

CLÁUSULA VIII. ESTÁNDARES Y ESPECIFICACIONES DE OBRAS, INSTALACIONES, EQUIPOS Y LÍNEA DE INTERCONEXIÓN

Los estudios, diseños y construcción de las obras, instalaciones y línea de interconexión, para materializar la conexión de la Central de Generación a la Red de Transporte de Electricidad, así como los equipos asociados al campo de conexión y su montaje, se sujetan a los estándares y especificaciones mínimos establecidos por el OPERADOR DE RED en el Informe de Análisis de Factibilidad de Conexión Definitivo, no pudiendo el OPERADOR DE RED establecer estándares o especificaciones más exigentes que las consideradas para sus propias obras, equipos, líneas e instalaciones.

Los estándares y especificaciones de obras, instalaciones, equipos y línea de interconexión, que deben ser cumplidos por el USUARIO DE RED, se describen en el ANEXO A.3.

CLÁUSULA IX. ESQUEMAS DE PROTECCIÓN Y CALIBRACIÓN

En el ANEXO A.4 consta los estudios de coordinación de protecciones.

El esquema de protecciones implementado, aprobado por el OPERADOR DE RED, se describe en el ANEXO A.5 del presente Contrato. De requerirse modificaciones al esquema de protecciones, merecerá la aprobación previa del OPERADOR DE RED, y deberá actualizarse el ANEXO A.5 sin necesidad de protocolizarse.

CLÁUSULA X. CALIDAD DEL SERVICIO

El servicio de transporte de electricidad será provisto por el OPERADOR DE RED considerando los niveles de calidad y confiabilidad establecidos en la normativa específica; su incumplimiento será sancionado por la Agencia de Regulación y Control Competente en conformidad con lo establecido en la LOSPEE y la normativa vigente.

CLÁUSULA XI. OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO

El OPERADOR DE RED y el USUARIO DE RED serán responsables de la operación, mantenimiento y reemplazo de los equipos e instalaciones de su propiedad, que forman parte del Campo de Conexión y que permiten la vinculación física entre las partes. En el caso del OPERADOR DE RED, esta responsabilidad se extiende para los equipos e instalaciones

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

transferidos del USUARIO DE RED al OPERADOR DE RED, en conformidad con lo estipulado en la Cláusula VII de este Contrato.

Las actividades de operación y mantenimiento serán ejecutadas en coordinación entre el OPERADOR DE RED y el OPERADOR DEL SISTEMA, bajo la coordinación de este último, considerando los Procedimientos de Aplicación, la normativa vigente y los instructivos del OPERADOR DE RED (*Para Centrales de Generación de Potencia Nominal igual o mayor a 1 MW*).

Las actividades de operación y mantenimiento serán ejecutadas bajo la coordinación del OPERADOR DE RED, considerando la normativa vigente y los instructivos del OPERADOR DE RED (*Para Centrales de Generación de Potencia Nominal menor a 1 MW que se conecten a una red de distribución*).

Opcional (según convengan el OPERADOR DE RED y el USUARIO DE RED)

El OPERADOR DE RED realizará el mantenimiento de la línea de interconexión dedicada de propiedad del USUARIO DE RED, cuyos costos serán asumidos por el USUARIO DE RED, considerando los precios unitarios definidos en el ANEXO A.7.

El OPERADOR DE RED entregará al USUARIO DE RED un reporte detallado y valorado de los trabajos de mantenimiento, efectivamente realizados.

CLÁUSULA XII. DERECHOS Y OBLIGACIONES DE LAS PARTES

Derechos del OPERADOR DE RED

a) Recibir el pago de parte del USUARIO DE RED, de los valores por las actividades de mantenimiento que realice a la línea de interconexión de propiedad del USUARIO DE RED; y,

b) Desconectar las instalaciones del USUARIO DE RED, bajo la coordinación y autorización del OPERADOR DEL SISTEMA, cuando la condición operativa de la Red de Transporte de Electricidad o equipos de una de las partes interconectadas pusiera en riesgo la seguridad del personal o de los equipos de la otra parte, mientras subsista la situación de riesgo, debiendo ser energizadas nuevamente una vez desaparecida la situación de riesgo. *(Párrafo para Centrales de Generación de Potencia Nominal igual o mayor a 1 MW)*

c) Desconectar las instalaciones del USUARIO DE RED, cuando la condición operativa de la Red de Transporte de Electricidad o equipos de una de las partes interconectadas pusiera en riesgo la seguridad del personal o de los equipos de la otra parte, mientras subsista la situación de riesgo, debiendo ser energizadas nuevamente una vez desaparecida la situación de riesgo. *(Párrafo para Centrales de Generación de Potencia Nominal menor a 1 MW)*

Obligaciones del OPERADOR DE RED

A más de las señaladas en otras cláusulas del presente contrato, son obligaciones del OPERADOR DE RED las siguientes:

a) Prestar el servicio de transporte de electricidad acorde a los niveles de calidad y confiabilidad establecidos en la normativa específica;

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

b) Poner a disposición del USUARIO DE RED canales de comunicación que permitan atender de forma continua, las 24 horas del día, durante todos los días del año, sus reclamos, consultas y solicitudes;

c) Permitir el ingreso a sus instalaciones eléctricas, a trabajadores o contratistas del USUARIO DE RED, cumpliendo el protocolo del OPERADOR DE RED, para inspecciones previas, así como para trabajos de construcción de obras e instalaciones y montaje de equipos para la conexión de la Central de Generación, cumpliendo con los protocolos de seguridad e instructivo de conexión establecidos por el OPERADOR DE RED; y,

d) Que el personal a su cargo se sujete a las normas de seguridad establecidas por el USUARIO DE RED para el acceso a sus instalaciones.

Derechos del USUARIO DE RED

a) Recibir el servicio de transporte de electricidad en el Punto de Conexión acorde a los niveles de calidad y confiabilidad establecidos en la normativa específica;

b) Reclamar al OPERADOR DE RED en caso de inconformidad con la calidad del servicio y producto entregado en el Punto de Conexión o con los valores facturados, y recibir una respuesta oportuna; y,

c) Ser informado oportunamente, por cualquier medio idóneo, sobre los trabajos o acciones que puedan conducir a una interrupción programada del servicio de transporte de electricidad.

Obligaciones del USUARIO DE RED

a) Dar mantenimiento adecuado y oportuno a las instalaciones eléctricas de su propiedad a través de las cuales se vincula a la Red de Transporte de Electricidad, a fin de evitar riesgos o afectación a la operación del sistema o riesgos a la integridad del personal del OPERADOR DE RED, del USUARIO DE RED y de terceros.

b) Informar oportunamente al OPERADOR DE RED, sobre alguna circunstancia sobrevenida en sus equipos o instalaciones con los cuales se vincula a la Red de Transporte de Electricidad, que pudiera afectar o poner en riesgo la operación del sistema o poner en riesgo la integridad del personal del OPERADOR DE RED o de terceros.

c) Permitir el acceso a sus instalaciones al personal del OPERADOR DE RED, a fin de cumplir las actividades establecidas en la normativa vigente y el presente contrato.

d) Cancelar al OPERADOR DE RED los valores por los trabajos de mantenimiento que ejecute a la línea de interconexión de propiedad del USUARIO DE RED, considerando los valores unitarios definidos en el ANEXO A.7 de este Contrato. La facturación y pago de estos valores se sujetará a lo que establezca la normativa y entidad competente que rigen los aspectos tributarios. *(Párrafo a incluirse cuando aplique)*

e) Implementar las medidas necesarias a fin de que su Central de Generación cumpla, durante todo el plazo de concesión, los requisitos técnicos establecidos en la normativa específica.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

CLÁUSULA XIII. CAUSALES DE DESCONEXIÓN DEL USUARIO DE RED

El OPERADOR DE RED podrá abrir la conexión del USUARIO DE RED por las siguientes causas:

a) Cuando la operación de algún equipo o instalación de propiedad del USUARIO DE RED produjere efectos adversos sobre el Sistema de Transporte de Electricidad, o sobre los equipos o instalaciones de otro usuario.

b) Cuando la operación o condición de un equipo o instalación del OPERADOR DE RED o del USUARIO DE RED pusiera en serio riesgo la seguridad del personal o de los equipos o instalaciones de una de las partes; o, de terceros.

c) Cuando la energía generada por la Central de Generación incumpla los niveles de calidad del producto establecidos en la normativa respectiva.

d) Cuando el OPERADOR DE RED, previo aviso, mediante adecuados medios de comunicación, informe oportunamente al USUARIO DE RED, que, por motivos de mantenimiento de la Red de Transporte de Electricidad, se producirá una suspensión del servicio de transporte de electricidad;

e) Cuando el USUARIO DE RED se haya conectado a la Red de Transporte de Electricidad sin contar con la autorización del Operador del Sistema o del OPERADOR DE RED, según corresponda.

f) Cuando el USUARIO DE RED se haya conectado a la Red de Transporte de Electricidad sin haber suscrito el Contrato de Conexión.

g) Por causas de fuerza mayor o caso fortuito.

Para los casos definidos en los literales a) y b) se aplicará el procedimiento establecido en la normativa específica.

Para los otros casos, se procederá conforme lo siguiente:

El OPERADOR DE RED notificará al USUARIO DE RED, con una antelación de al menos 24 horas, sobre su intención de abrir la conexión, la razón que lo motiva, y la fecha y hora específicas en que se realizaría la desconexión; se exceptúa de dicha obligación los eventos de fuerza mayor o caso fortuito. Para el caso determinado en el literal d) el OPERADOR DE RED informará adicionalmente al USUARIO DE RED la fecha y hora de reconexión.

La desconexión del USUARIO DE RED se realizará en coordinación con el Operador del Sistema, de acuerdo a los Procedimientos de Aplicación establecidos en la normativa vigente. *(Párrafo aplicable para Centrales de Generación de capacidad nominal igual o mayor a 1 MW).*

Una vez superada la condición que derivó en la desconexión del USUARIO DE RED, el OPERADOR DE RED procederá a su reconexión en un tiempo no mayor a 24 horas.

Cuando la desconexión se dé por causa atribuible al USUARIO DE RED, el OPERADOR DE RED le facturará un valor por concepto de corte y reconexión, sin perjuicio de la aplicación de los intereses legales correspondientes, en caso de pagos atrasados.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

El OPERADOR DE RED determinará el valor de corte y reconexión que aplicará al USUARIO DE RED, valor que deberá guardar concordancia con los costos efectivos en que incurre el OPERADOR DE RED para realizar estas actividades.

CLÁUSULA XIV. INFRACCIONES Y SANCIONES

El OPERADOR DE RED y el USUARIO DE RED manifiestan en forma expresa su conocimiento de las infracciones y sanciones establecidas en la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica.

El OPERADOR DE RED o el USUARIO DE RED comunicarán a la Agencia de Regulación y Control Competente en caso identifiquen alguna posible infracción cometida por la otra parte, con respecto a las obligaciones normativas derivadas de la conexión del USUARIO DE RED a la Red de Transporte de Electricidad, a fin de que ejecute el procedimiento administrativo sancionador para el sector eléctrico, en conformidad con la Ley Orgánica del Servicio Público de Energía Eléctrica y demás normativa relacionada con el tema.

CLÁUSULA XV. PLAZO DEL CONTRATO

El presente Contrato estará vigente desde la fecha de su suscripción hasta la terminación de este por las causales establecidas en la cláusula décima sexta de este Contrato.

CLÁUSULA XVI. TERMINACIÓN DEL CONTRATO

El presente Contrato se terminará por las siguientes causales:

a) Por terminación del Título Habilitante del USUARIO DE RED; o,

b) Por terminación del Título Habilitante del OPERADOR DE RED.

En caso de terminación del presente Contrato, las partes deberán suscribir un Acta en la cual se determinen y liquiden las obligaciones mutuas que deban ser satisfechas.

CLÁUSULA XVII. CESIÓN

En caso de que, durante el periodo de vigencia de este Contrato, el Título Habilitante del OPERADOR DE RED o del USUARIO DE RED, previa autorización del Ministerio del ramo sea trasferido a otra empresa, todas las obligaciones, responsabilidades y derechos establecidos en este Contrato serán asumidos por la nueva empresa.

CLÁUSULA XVIII. DISPONIBILIDAD DE INFORMACIÓN

La información técnica y comercial estará disponible entre las partes, en lo concerniente con la ejecución del presente Contrato, mientras que para terceros su disponibilidad dependerá de la autorización expresa conjunta de las partes, en el caso de aquella información que haya sido declarada formalmente de manera previa como confidencial.

Se exceptúa la restricción de acceso a la información, cuando esta sea requerida por el Ministerio del ramo, la Autoridad reguladora del sector eléctrico o el Operador del Sistema, dentro del ámbito de sus competencias; por orden de autoridad o juez competente, o cuando su obligación de entrega esté establecida en la normativa y los títulos habilitantes vigentes.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

CLÁUSULA XIX. ADENDUM AL CONTRATO

Las partes podrán modificar o establecer nuevos términos contractuales mediante la suscripción de Adendas en caso de que surgieran condiciones que justifiquen una o varias modificaciones importantes, tales como:

a) Modificaciones o expedición de normativa que guarde relación con el contenido de este instrumento.

b) Mutuo acuerdo entre las partes, debidamente justificado.

c) Cambio del Punto de Conexión.

d) Cambio de la infraestructura eléctrica en el Punto de Conexión.

e) Cambio de las características de la Central de Generación.

CLÁUSULA XX. GASTOS NOTARIALES

Los gastos notariales para la suscripción del presente Contrato serán asumidos por el USUARIO DE RED al ser la parte solicitante o requirente de la conexión a la Red de Transporte de Electricidad.

CLÁUSULA XXI. CUANTÍA

Considerando la naturaleza y las obligaciones de este Contrato, las partes reconocen y declaran que este Contrato es de cuantía indeterminada.

CLÁUSULA XXII. DIVERGENCIAS, CONTROVERSIAS Y ARBITRAJE

Aquellos asuntos de índole regulatorio sobre la ejecución e implementación del contrato, que produzcan divergencias que no puedan solucionarse por mutuo acuerdo, serán sometidos a consideración del Director Ejecutivo de la Agencia de Regulación y Control Competente. Las divergencias o controversias de índole comercial u otras, que no hayan podido ser superadas por lo indicado anteriormente, serán sometidos a la resolución de un tribunal arbitral de la cámara de comercio de……, que se sujetará a lo dispuesto en la ley de Arbitraje y Mediación, el Reglamento del Centro de Arbitraje y Mediación de la Cámara de Comercio de ……

CLÁUSULA XXIII. FUERZA MAYOR Y CASO FORTUITO

Para los efectos contemplados en el presente Contrato, los términos de fuerza mayor y caso fortuito serán los definidos en el artículo 30 de la Codificación del Código Civil Ecuatoriano.

En caso de fuerza mayor o caso fortuito, la parte afectada notificará a la otra, dentro de un Término de cinco (5) días, contados a partir de ocurrido el hecho, explicando los efectos causados por el evento con relación al cumplimiento del Contrato, adjuntando la documentación correspondiente.

La calificación de un evento de fuerza mayor o caso fortuito la realizará la autoridad competente, según el procedimiento que esta disponga.

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

Ninguna de las partes responderá por el incumplimiento, suspensión o retraso en la ejecución de sus obligaciones de este Contrato, ni estará obligada a indemnizar a la otra por los perjuicios causados, cuando el incumplimiento o el retraso se haya debido a Fuerza Mayor o Caso Fortuito, así calificada.

En caso de que las partes no hubieran notificado el acaecimiento de un hecho considerado como fortuito o fuerza mayor, dentro del Término establecido, se entenderá como no ocurrido, por tanto, todas las obligaciones previstas en el presente Contrato serán exigibles.

CLÁUSULA XXIV. DOMICILIO Y JURISDICCIÓN

Para constancia y fiel cumplimiento de lo convenido, las partes declaran su domicilio en la ciudad de....., renunciando el USUARIO DE RED a cualquier fuero especial, que en razón de domicilio pueda tener.

Para efectos de comunicación o notificaciones, las partes señalan como su dirección, las siguientes:

Del USUARIO DE RED

Dirección:
Teléfono:
Correo electrónico:

Del OPERADOR DE RED

Dirección:
Teléfono:
Correo electrónico:

CLÁUSULA XXV. ACEPTACIÓN

Las partes aceptan el contenido de todas y cada una de las cláusulas de este contrato, por así convenir a sus intereses.

Para constancia de todo lo cual firman el presente contrato en cinco (5) ejemplares del mismo tenor y valor. En la ciudad de…… a los..... días del mes de..... de.....

----------	----------
OPERADOR DE RED	**USUARIO DE RED**

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR

ANEXOS DEL CONTRATO DE CONEXIÓN

ANEXO A.1. DEFINICIONES

1. **Calidad**: Grado en el que el servicio público de energía eléctrica cumple con los parámetros técnicos y comerciales establecidos en la normativa.
2. **Campo de conexión**: Conjunto de equipos y aparatos de transformación, maniobra y protección, con los que se materializa la vinculación eléctrica de un Usuario de Red con la Red de Transporte de Electricidad.
3. **Contrato de conexión**: Contrato suscrito entre un participante mayorista y el Transmisor o, entre un participante mayorista y el Distribuidor, para el uso de sus sistemas eléctricos, en el cual se establecen los derechos y las obligaciones de las partes.
4. **Punto de Conexión**: Es la frontera de conexión entre las instalaciones de propiedad de dos participantes mayoristas del sector eléctrico.
5. **Procedimientos de aplicación**: Procedimientos relacionados con la planificación operativa, despacho, operación, y análisis post operativo del SEP, y liquidación de las transacciones comerciales, elaborados por el CENACE y aprobados por la administración de la Agencia de Regulación y Control Competente.
6. **Sistema de medición**: Es el conjunto de equipos, programas y sistema de comunicación, que permite medir las transferencias de energía eléctrica, con la finalidad de valorar las transacciones de electricidad que realicen los participantes del sector eléctrico.

ANEXO A.2. DESCRIPCIÓN DE EQUIPOS, INSTALACIONES Y PROPIEDAD

Descripción de equipos e instalaciones que forman parte del Campo de Conexión:

Detalle de la propiedad de los equipos que forman parte del Campo de Conexión:

Incluye entre otros: equipos y aparatos de transformación, maniobra, protección, comunicación, medición, control y auxiliares y, línea de interconexión. Se especifica la propiedad de estos componentes.

ANEXO A.3. ESTÁNDARES Y ESPECIFICACIONES DE OBRAS, INSTALACIONES, EQUIPOS Y LÍNEA DE INTERCONEXIÓN

ANEXO A.4. ESTUDIOS DE COORDINACIÓN DE PROTECCIONES

ANEXO A.5. ESQUEMA DE PROTECCIONES

ANEXO A.6. DIAGRAMAS UNIFILARES

ANEXO A.7. COSTOS UNITARIOS DE TRABAJOS DE MANTENIMIENTO

Dirección: Av. Naciones Unidas E7-71 y Av. De Los Shyris
Código postal: 170506 / Quito-Ecuador
Teléfono: +593-2 226 8744
https://controlelectrico.gob.ec/

EL NUEVO ECUADOR